The Public Utilities Board

Annual Report
2005 - 2006

Manitoba

2007-04568/

June 09, 2006

The Honourable Gregory F. Selinger
Minister of Finance
103 Legislative Building
Winnipeg, Manitoba
R3C 0V8

Dear Minister Selinger:

Pursuant to the provisions of Section 109(1) of The Public Utilities Board Act, and on behalf of my fellow Board members and myself, I am pleased to convey to you The Public Utilities Board's 2005/06 annual report for the period ending March 31, 2006

The Board's regulatory jurisdiction includes the major Crown and municipal utilities of Manitoba, with the exception of the City of Winnipeg's water and sewer utility operations. Either upon application by a regulated utility or on Board direction, the Board sets consumer rates following a review of a utility's financial and general operations. The Board may receive or require, and approve, vary or deny rate applications.

The Board's mandate extends to privately owned cemeteries and crematoriums, pre-arranged funeral plans, perpetual care trust accounts, and natural gas brokers. As well, the Board hears appeals of decisions by Manitoba Hydro with respect to natural gas service disconnection, and the Highway Traffic Board with respect to highway accesses and adjacent signage. The Board also oversees natural gas pipeline safety. The Board acts from a public interest perspective, mindful not only to the interests of consumers but also of the financial health of regulated utilities.

During the period under review, the Board held major public hearings with respect to Centra Gas, Manitoba Public Insurance and several municipal water and sewer utilities. The Board also conducted public hearings involving Highway Traffic Board access decisions and a crematorium expansion, and conducted paper reviews of rate and other applications by Manitoba Hydro and numerous regulated water and sewer utilities. The Board was also very active supervising natural gas pipeline safety and natural gas service disconnections.

I have the responsibility and privilege of being the full-time Chairman of the Board; there were eight part-time members during 2005/06, although a resignation last August has resulted in one vacancy. The Board has a full-time staff of six and a roster of professional Board Advisors (legal, accounting, actuarial and engineering). Both staff and advisors are dedicated to effective and efficient service within the Board's mandate.

Sincerely,

Graham F.J. Lane, C.A.
Chairman

Chairman's Report

Review of Board Proceedings
For the Fiscal Year Ended March 31, 2006

Introduction

The Public Utilities Board (Board) represents the public interest, which has been defined to include fairly treated consumers and financially stable utilities. In recent years, and with the enactment of *The Sustainable Development Act*, the public interest in energy efficiency, conservation and clean energy matters has also been identified. The Board is comprised of a government-appointed full-time Chairman and, at full roster strength, eight part-time members, and is ably assisted by staff and Board Advisors. The Board's mandate is met through public hearings, paper reviews, direct intervention and consultation. The Board is a quasi-judicial administrative tribunal; decisions are made independent of government direction, in accordance with the enabling legislation.

The regulation of electricity, natural gas and propane pricing are major responsibilities of the Board. Natural gas pipeline safety is an important and related responsibility, and involves the Board not only here in Manitoba but as a member of the Canadian Standards Association. The Board establishes vehicle insurance rates through its regulation of Manitoba Public Insurance. As well, the Board regulates provincial municipal water and sewer utilities in the Province, excepting for the City of Winnipeg; licenses and oversees privately owned cemeteries and crematoriums; and monitors the trust accounts of funeral directors holding monies under *The Prearranged Funeral Services Act*. All natural gas brokers operating in Manitoba are licensed by the Board, for purposes of ensuring security of supply and fair customer relationships. The Board hears appeals from Highway Traffic Board decisions, pursuant to *The Highways Protection Act*, from consumers with respect to the disconnection of natural gas service, and with respect to contract disputes with natural gas brokers. Recently, legislation was tabled making the Board responsible for setting maximum rates for Payday Lenders and fees for the cashing of government cheques. The Board continues to be a member of the Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals (CAMPUT), where Canadian regulatory practices and utility industry matters are discussed and professional development provided.

During the period April 1, 2005 to March 31, 2006, the Board issued 174 Orders and 213 licenses (2005-160 Orders and 161 licenses), as well as attending to a host of other matters. During the fiscal year ended March 31, 2006, the Board expended $1.040 million in direct costs (2004/05, $1.245 million), with approximately $250,000 being expended on natural gas pipeline safety. As well, the Board directed regulated utilities to pay a further $2.298 million for Advisor and intervener costs related to Board hearing processes (2004/05, $2.002 million). The Board met its direct costs through levies on regulated utilities. Regulated utilities also bore their direct costs of participating in the regulatory process.

Taking into account all costs incurred by all parties to Board processes, overall regulatory costs for the fiscal year ended March 31, 2006 approximated $3.4 million (2004/05, $3.3 million). On the other hand, the approximately one hundred and fifty utilities regulated by the Board have annual revenues in excess of $3 billion; thus regulatory costs account for only 1/10th of 1% of utility revenue.

Regulated utilities are generally monopolies, in aggregate serving virtually every Manitoba resident, business and organization.

Overview of Board Processes

Regulated utilities make, or are directed by the Board to make, application to the Board when seeking a rate or other operational change.

For the larger utilities, or when a proposed rate increase is judged by the Board to either be exceptionally large in percentage and absolute terms, or controversial, the Board hears the application through a public hearing.

For public hearings related to Manitoba Hydro, Centra Gas Manitoba and Manitoba Public Insurance, interveners participate, and, together with the Board, pose questions, cross-examine witnesses and set out positions. In addition, at all public hearings of the Board presenters from the general public are able to address the Board. Interveners and the Board may retain expert witnesses, who together with witnesses put forth by the applying utility, provide testimony at the hearings. Testimony supports, criticizes or proposes options with respect to the application before the Board. Interveners assist the Board in reaching decisions by presenting views reflective of their sponsoring organization or the general public interest.

Prior to Board hearings, public notices are issued advising of the upcoming hearing, and informing the public of the availability of cost awards available to support effective interventions. Transcripts of major hearings are posted on the Board's website and otherwise made available to interested parties. Copies of Board decisions are issued to all those involved in the hearing, the media and, on request, members of the public. As well, major Board decisions are noted by way of media release, and posted on the Board's website. The Board's Rules of Practice guide public hearings; the rules are available to all participating parties in advance of a hearing, and are also posted on the Board's website. The Board's decisions may be appealed, either by a motion to vary addressed to the Board, or, in certain circumstances, to the Court.

In some cases, where special circumstances are present, the Board issues interim direction, representing decisions reached through reviews not attended or participated in by interveners and the general public. Such a process is denoted as an *ex parte* hearing. Decisions and the reasons therefore, arising out of *ex parte* hearings, are circulated to the parties involved, interveners, the media, and on request, the public. Interim *ex parte* decisions are subject to confirmation, repeal or variance through a subsequent public hearing, where the utility, interveners, and the public are present. *Ex parte* decisions may also be appealed, either to the Board in a motion to vary or to the Court.

For relatively smaller utilities, such as Swan Valley Gas Corporation, Stittco Utilities Man Ltd., and many of the water and sewer utilities, the Board, in an effort to reduce the cost of regulation, will often reach its decisions on applications by way of a paper review. Under this process, the Board requires the utility to publish a notice of its application with an indication that concerns are to be addressed to the Board. The Board then informs itself as to the particulars of each application through a written process of interrogation (information requests) of the applicant utility. An increasing number of water and sewer applications, particularly those involving large rate increases, are heard by way of public hearing. Increasingly, the Board holds rate hearings outside of Winnipeg, from the far north to the southern border.

As part of its general process, the Board assesses the financial statements of the utility in question, and considers the various options available to respond to the utility's application pursuant to the Board's perspective as to what constitutes the public interest. As previously indicated, concurrent with this process, the Board requires the applicant utility to advertise its application, and the utility is obliged to share with the Board any objections it might receive from the public. Where objections are significant in the Board's estimation, the Board holds a public hearing.

The Board process requires Board members to declare any conflict of interest prior to a hearing or decision process, as decisions of the Board must be independently reached and unbiased. Generally speaking, the Board sits in panels of two to four members for each application before the Board. All Board members are assigned to at least one major area of responsibility.

Energy: Electricity, Natural Gas and Propane

Upon applications from regulated utilities, which in rare cases will be required by the Board, the Board establishes consumer rates for Manitoba Hydro, Centra Gas Manitoba Inc. (a subsidiary of Manitoba Hydro), Stittco Utilities Man Ltd. (a propane distribution company serving Flin Flon, Swan Lake and Thompson), and Swan Valley Gas Corporation (a subsidiary of SaskEnergy serving the Swan River area). Applications include those seeking approval of rate changes, expansions or other major operating changes.

The gas and propane utilities purchase their commodity supply through the continental energy market, where the price is determined by supply and demand. Utility commodity costs are affected by such hedging as may be contracted pursuant to utility policies. Centra Gas amends its billings for commodity costs on a quarterly basis, reflecting on-going market fluctuations; Swan Valley Gas and Stittco generally amend their rates on an annual basis. Gas and propane utilities recover their costs through levies on their customers, and the levies recover supply and operating costs and provide a reasonable mark-up to allow either for a reasonable return (privately-owned utilities) or adequate financial reserves (Crown corporations).

Licensed natural gas brokers offer consumers a fixed-price alternative to Centra Gas' quarterly cost-based commodity billings. The Board licenses all brokers, but their prices are unregulated and market-driven. The Board supervises the

sales activities of the brokers through a Code of Conduct, and has the authority to rule on the continuance of a retail contract in the case of a dispute between a customer and a broker. The brokers market their service through direct consumer contact, and provide primary natural gas supply to approximately 20% of Centra's residential customers. On a regular basis, the Board receives complaints from the public concerning the sales methods used by particular broker agents, and meets with the sponsoring brokers to address inappropriate conduct.

With respect to Manitoba Hydro and Centra Gas, the most contentious matters dealt with most often relate to rate matters. Interveners to the public hearings represent public and commercial interests in these matters.

Manitoba Hydro (MH)

In 2005, the Board granted the first of the two conditional rate increases of 2.25% provided for in 2004 Order 101/04 (a 5% increase was granted and implemented in 2004); MH declined to pursue the second conditional increase citing improved operating results related to increased net export revenue. Subsequently, MH filed for a 2006 rate increase; the utility later withdrew the application in the light of a sharply improved profit outlook for 2005/06.

MH lost $428 million in 2003/04 due to drought and drought related matters, but with improved water flow and net export earnings MH reported earned net income of $136 million in 2004/05. MH most recently, and publicly, forecast net income in the range of $375 million for 2005/06. MH's latest financial forecasts suggest annual rate increases of 2.5% will be required to bring its debt:equity ratio to the target level of 75:25 over time.

Export electricity sales, unit prices and volume, are the key to MH's profitability and continued low Manitoba electricity rates.

Cost of Service Study

MH employs a Cost of Service Study methodology (COSS) to test the fairness of rates between electricity customer classes. COSS allocates electricity revenues and expenses to the various customer classes, then allocates net export revenue to each class, and determines the ratio between each class' costs and revenues. A ratio of 1:1 is the conceptual objective, though a Zone of Reasonableness (ZOR) of 95 to 105% of 1 has been established as the operative target for each class. Since the COSS is based on historical embedded costs and does not consider marginal costs or market rates, the results of the COSS are a guide in rate setting, which also involves other factors and considerations.

Significant net export revenues are critical to MH's low rates. Heretofore, only certain variable direct costs have been attributed to export revenues in the COSS. The Board directed MH to create a separate export class, and allocate both expenses and revenues to that class, to improving the COSS. As well, the Board directed that the "cost" of uniform residential rates, brought about by legislation, should be applied as a first charge against net export revenue. A public hearing is scheduled for May 2006; Board and registered Interveners will test MH's latest recommended COSS and

review related matters.

Weekly Surplus Energy rate settings by ex parte process

Industrial customers benefit from lower electricity sales rates than residential customers, as firms within this rate class do not utilize MH's distribution assets. The Surplus Energy Program provides industrial customers the opportunity to purchase "excess" supply at rates available to export customers.

Through an ex parte process, the Board establishes interim rates for MH's excess electricity sales each week; the rate setting is a proxy for MH's wholesale spot export sales to the United States, though it provides rates for sales to Manitoba industry. Following Hurricanes Katrina and Rita, the price for peak, shoulder and off-peak electricity export sales were considerably higher than the norm, the result of higher natural gas input costs incurred by American electricity producers using natural gas as input fuel for generation. As damage caused by the hurricanes was repaired and a warm winter transpired, prices for natural gas and export electricity rates fell.

Over 50% of MH's export sales are by contract, the rest are opportunity sales dependent upon current market electricity wholesale prices and the level of excess generation and transmission available to MH.

Wind, Wuskwatim, New MH Head Office and Other Capital Expenditures

MH's capital expenditures are intended to improve generation, transmission, distribution and operating capacity, though affect its debt:equity ratio until such time as new plant is in service and additional sales develop.

Wind is an environmentally friendly clean energy source, and MH contracted with an income trust to develop a 99 MW wind farm near St. Leon. Other projects are being considered, with 250 MW of wind generation now forecast within MH's forward financial forecasts. The planned Wuskwatim generation station would provide an additional 200 MW of generation when in service. The capital expenditure estimate for Wuskwatim has increased and now approximates $1.4 billion; the project will proceed only upon First Nation participation. MH is constructing a new head office, which is expected to allow for consolidation of administrative functions and cost approximately $280 million. Other capital expenditures are contemplated, and these include investments in new generation (Keyask, Conawapa, improvements to existing stations) and transmission. As well, MH plans additional demand side management expenditures, i.e. measures to be undertaken in co-operation with its customers to improve energy efficiency; improvements in energy efficiency release generation capacity for export as well provide for reduced consumer bills and environmental gains through reduced carbon emissions.

The Board does not have a mandate to pre-approve MH's capital expenditures, though conceptually it may disallow the inclusion of costs in setting rates. With MH's sole shareholder being the Province, the utilitarian value of disallowance from a consumer perspective is questionable, unlike the case when Centra was owned by a private energy company.

Under the private ownership structure, the Board disallowed approximately $20 million of future contract losses in the late 1990s, directly impacting the shareholder but not consumers.

There is a regulatory argument for expanding the Board's authority with respect to MH to include approval of major capital expenditures, as is the case with Centra Gas operations. Such a mandate would provide an additional check and balance on capital expenditures (the primary contributor to revenue requirement). The current situation, which leaves capital expenditure responsibility with MH and government, does result in reduced regulatory costs and has been generally accepted by Interveners and the public.

Centra Gas Manitoba Inc. (Centra)

Centra provides natural gas to 250,000 residential and other customers in Manitoba. Centra was purchased by Manitoba Hydro in 1999, and is integrated within MH's general operations. Centra's gas supply is purchased mainly from Western Canadian sources, and Centra has a storage facility in Michigan and engages in hedging practices, both affecting overall costs and rates.

Expansion has been limited as result of natural gas price increases since 1999, while delinquency, bad debts and service disconnection have become major problems. Net Income is limited to full recovery of costs incurred by MH, the amortization of MH's acquisition-related costs, and the development of adequate surplus. Considerable attention is now being placed on reducing customer gas consumption through improved customer awareness, insulation and furnaces.

Annually there is a public hearing into the natural gas commodity costs of Centra Gas; the hearing also considers matters such as the allocation of unaccounted for gas costs, the supply and transportation arrangements of Centra Gas and matters related to the purchase, transportation and storage of natural gas. Natural gas purchased from western Canadian and American producers is transported to Manitoba through pipelines owned by external parties, and distributed within Manitoba through Centra's infrastructure. Centra's natural gas storage facilities are in Michigan, though consideration is being given to developing additional storage in Saskatchewan, no decision has been made.

Quarterly, the Board establishes Centra's primary gas rates pursuant to a Rate Setting Methodology (RSM) accepted by Centra and all Interveners. The RSM determines rates based on actual and projected commodity costs, as impacted by storage and hedging. Natural gas commodity prices rose to in excess of $15/GJ by early December of 2005 following hurricanes that curtailed production and transportation in the United States. During the winter of 2005/06, only warm weather and the Board's shielding residential consumers from the full impact prevented further increased delinquency and consumer distress. Also, the impact on customers would have been considerably more marked excepting for Centra's hedging and the lower cost of natural gas in storage. Spot market prices have since fallen dramatically, to approximately $6; some industry sources project sharp increases for the fall and winter of 2006.

Nonetheless, since 1999 the annual bills of Centra's 250,000 customers have increased dramatically, and this has led to

rising delinquency, bad debts and service disconnection. The market share held by natural gas with respect to space heating will fall over time if natural gas prices do not stabilize.

Citing concerns related to gas service disconnection, delinquency and bad debts, the Board reacted to the natural gas price spike of the fall of 2005 by deferring one-half of the additional commodity costs incurred by Centra for residential customers at the November 1, 2005 quarterly primary gas rate setting. The Board correctly anticipated that commodity prices would fall, reducing rate pressure. The Board set rates for other Centra customers, commercial and institutional reflecting Centra's actual cost of gas; no deferrals were provided for the other classes.

The next annual Cost of Gas public hearing will occur in the fall of 2006. Arising out of that hearing will be the Board's final determination of primary gas quarterly rates set on an interim basis, disposition of balances accumulated in the various Purchased Gas Variance Accounts and other matters related to gas supply and transportation. The potential development of salt cavern gas storage in Saskatchewan, Centra's approach to securing gas supplies from producers and marketers, and Centra's hedging practices will be reviewed.

Non-commodity rates

Transportation, distribution, operating and general expenditures incurred by Centra Gas for all customers, including those served by private natural gas brokers, are reflected without mark-up in rates.

As well, the Board has accepted an annual Corporate Allocation Charge against Centra by its parent MH of $12 million; the allocation provides MH funds to meet its debt servicing and acquisition costs related to its 1999 purchase of Centra Gas. In addition, the Board allows Centra to make an annual profit of $3 million, this together with the Corporate Allocation charge, provides MH with an overall return on its investment in Centra equal to that historically earned by Westcoast Energy, the previous owner of Centra. The Board has suggested to MH and Centra in its most recent Centra GRA Order, that cost increases incurred by Centra in future years will be allowed to be reflected in non-commodity rates. The Board anticipates that Centra will file a GRA once every two years; the next would be expected in or before 2007.

The Board provided Centra a 2% general rate increase for non-commodity costs effective February 1, 2005, and a further 1% as of April 1, 2006 (Centra had applied for 2.5% in both instances.)

Cost of gas (commodity costs)

Primary gas, the anticipated required gas supply assuming a normal winter, is purchased by Centra for Centra customers not receiving natural gas pursuant to contracts with natural gas brokers. In addition, Centra purchases supplementary gas for all customers in receipt of primary gas, whether Centra or private broker customers. Cost of gas also includes storage and transportation costs to Manitoba, as well an unaccounted for gas. Centra's "cost of gas" is reflected in customer rates without mark-up.

At the time of MH's purchase of Centra, the cost of gas represented about 65% of Centra's annual revenue requirement, *now, with much higher natural gas prices, the cost of gas represents over 85% of annual revenue requirement.* Subject to the Board's approval, which is provided through the annual Cost of Gas hearing, Centra enters into gas supply, transportation and storage arrangements with gas vendors, pipeline companies and storage facilities.

Hurricanes, Katrina and Rita: impact on pricing, and hedging

Hurricanes Katrina and Rita devastated gas production and transportation from the American Gulf Coast, resulting in a sudden and sustained price spike in natural gas commodity prices. As a result of NAFTA, Canadian gas is priced subject to the continental market, and is a primary supplier of American needs. American utilities use natural gas as feedstock for electricity generation, so when natural gas prices spiked so did wholesale electricity prices. With MH enjoying high water flow conditions, the utility was able to meet its export sale commitments and opportunities at the higher wholesale prices arising out of the natural gas price spike and supply restrictions.

Centra hedges, to one-year out, up to 100% of its normalized primary gas purchase requirements. Upon its apprehension of a likely natural gas price bubble in the fall of 2005, the Board suggested to Centra that it consider restricting its hedging to prepare for the possibility that natural gas prices could be expected to fall back. Centra initially indicated to the Board that it was restricting its hedging, but ultimately returned to its usual hedging practices. Hedging will be reviewed at the next cost of gas hearing.

Service disconnection

As previously reported, over 6,000 natural gas heated residences in Manitoba were disconnected from the gas supply in the summer of 2005, continuing a rising trend matched with similar increases in Centra delinquency and bad debts. With the price per GJ of natural gas having risen four fold since 1999 while average disposable income increases have been modest, the problems with meeting natural gas bills experienced by many households is not overly surprising.

The Board oversees Centra's disconnect policy and actions, and intervenes upon appeal or evidence of health and safety risks. Disconnection was a primary factor in the Board's decision to limit the natural gas rate increase for residential customers as of November 1, 2005 and to recommend that Centra expand its DSM program and subsidize the DSM costs on low-income residential customers.

Stittco

Stittco filed a general rate application with the Board in early 2006, requesting increased rates and a change in regulatory model to reduce their costs. As propane market prices have fallen, the Board suggested that Stittco revise its application; the Board continues to dialogue with Stittco over rates and regulatory oversight.

Manitoba Public Insurance

Manitoba Public Insurance (MPI) was established as a monopoly provider of basic motor vehicle insurance in 1971. The objectives for the Crown were established in the enacting legislation, and have been followed since. Over the years, substantial changes have occurred. The most significant change took place in 1994 when Basic plan benefits were changed to reflect a total no fault environment for accident benefits. Other major changes include:

a) the introduction of a Bonus/ Malus system to reward good drivers and provide penalties for poor experience in 1988;
b) the sale of the general property insurance segment to the private sector in 1989;
c) the introduction of a no fault retirement benefit in the late 1990s;
d) the transfer of DVL responsibilities to MPI from the Province in 2004; and
e) changes to the allocation of the cost of claims to reflect the no fault nature of the program in 2006.

The investment portfolio has increased substantially following the adoption of total no fault, and now approximates $2 billion providing an important source of revenue to restrain premium levels. Premiums are among the lowest in Canada, while benefits (excluding consideration of pain and suffering no longer being compensable under the no fault design) and coverage are among the most generous.

Loss Transfer Hearing and Decision

After a decade of dispute between motorcyclists and MPI over premiums charged motorcycles, the Board convened a special hearing to consider the approach taken with respect to the allocation of cost responsibility for accidents. MPI had been allocated accident injury costs on the basis of the benefit recipient, not the cause. After a thorough review involving Interveners from a number of parties and expert witnesses from outside the Province, the Board directed a change in the method of attributing the cost of injuries arising out of the accidents. The new approach, in place as of March 1, 2007, has injury costs distributed equally between the vehicles involved in an accident. No appeal of the decision followed, and the change is expected to lead to lessened rate pressure on motorcycle and other two-wheel vehicle premiums and increased pressure on commercial trucks.

Premium Rebate and GRA Hearing

The Board confirmed prior decisions establishing a methodology to determine the range of the Rate Stabilization Reserve (RSR), and directed a 10% rebate be paid by MPI on 2004/05 gross written premium, so as to reduce the RSR, which exceeds the maximum of the re-confirmed RSR range.

MPI sought to change the methodology determining the RSR, to one followed by private insurers pursuant to direction from the federal regulator. Private insurers are not monopolies and thus lack MPI's available mechanisms to address any

future operating deficit.

Immobilizers and Vehicle Theft

Arising out of the 2004 C.A. the Board directed that MPI address the auto theft problem. MPI established an immobilizer program and, as well, entered into a partnership with the Province and the City to suppress auto thefts. The Board supported MPI's plans and actions at the 2005 rate hearing.

Division of Vehicle Licensing (DVL)

In 2004, government transferred the responsibility for and operations of DVL to MPI. MPI placed these operations within its Extension Division, which is not regulated by the Board. MPI has advised the Board in the 2005 public GRA process that the operations of DVL are expected to result in large deficits over the next five years, including the end of commission offset payments from the Province. These deficits will reduce the otherwise forecast Net Income of Extension, which is transferred to the RSR of Basic once a minimum threshold of retained earnings has been reached.

MPI has advised that it intends to undertake an operational review of DVL operations and integrate DVL operations into Basic processes, and that these actions are expected to reduce the forecast losses. In addition, MPI has reported it plans to invest in new DVL and Basic software. MPI reports expected improved financial operations over time with respect to DVL, and that having DVL will result in time in an improved Bonus/Malus system, and assist in reducing accident frequency and severity.

Investment Portfolio

For the last two fall rate hearings, the Board has questioned MPI's investment practices and policies. MPI has less than 20% of its near $2 billion investment portfolio invested in non-bond assets, and the Board has suggested MPI consider accepting more exposure to equities. The yields of fixed income securities have fallen considerably over the past ten or more years, and an asset mix favouring bonds over equities by a 4:1 ratio may be expected to produce sub-optimal investment yields in future years. Restraining premium levels is dependent in large part on the level of investment earnings.

General Rate Application hearing, 2006

Major continuing issues are expected to be revisited in the Board's fall hearing of MPI's 2007/08 rate proposal. Unlike the situations of the Board's other regulated utilities, MPI's rates are in force only for a particular insurance year; this means an annual rate hearing is required. Given that new vehicles join the fleet each year and the experience on existing vehicles is constantly changing, there is no real option to an annual hearing though the Board continues to explore ways to reduce duplication and improve regulatory efficiency.

Significant issues confronted in this past fall's hearing for 2006 rates were the RSR range and related refund potential, motorcycle and other two-wheeled vehicle premiums given the Board's earlier "loss transfer" decision, the DVL acquisition and related matters, the vehicle immobilizer program and, a repeat issue, MPI's investment practices. In addition, for the first time the Board explored the implications of environmental principles being applied in MPI premium setting, in a discussion surrounding the potential for a PAYD program (pay-as-you-drive premium setting, based on kilometres traveled).

Water and Sewer Utilities

Manitoba's municipal water and sewer utilities have been greatly affected by increased standards for water and sewer quality, aging infrastructure and ongoing general inflation. In recent years, large rate increases have been approved by the Board. The consideration of same has led to more public hearings, many outside of Winnipeg and increasingly well attended. Nutrient removal from sewage is the next major issue to be managed, along with the continuation of a trend to metering consumption and upgrading facilities to meet industrial and residential needs.

In dealing with rate and deficit issues for water and sewer utilities, the Board is mindful of the impact of *The Sustainable Development Act*, efforts to co-operate with other water agencies and major infrastructure capital upgrade requirements.

As indicated previously, the Board's water and sewer utility workload has increased significantly. Increasingly, amended water and sewage quality standards, aging infrastructure, years of inadequate rate increases and inflation, inadequate reserve levels and, in some cases, expanding population and industry have led to applications for enormous rate increases (up to 100%).

The Board attempts to phase in required increases where possible, and encourages municipalities to provide good accounting between their General Fund and their utility, and to build reserve fund balances. Water and sewer assets are not depreciated, meaning reserve balances are the defense against large rate increases or grant requests. Related to the latter, the Board is cognizant of emerging accounting standards which will require these utilities to adopt generally accepted accounting practices, which will include amortization accounting.

Cooperation between the Board and other government agencies involved with water issues is encouraged and pursued. During 2005/06 the Board met with the Association of Manitoba Municipalities to discuss a new rate structure for regulatory oversight, as well as updating Board guidelines for utilities. The response was positive to both matters.

Cemeteries and Related Matters

Consumer and Corporate Affairs (a Division of the Department of Finance) and the Board are considering a joint review of all legislation pertaining to cemeteries, crematoriums, funeral homes, perpetual care accounts and related matters.

Much of the governing legislation is very outdated, and the regulation of the field is not comprehensive with large areas of operation operating outside of regulatory oversight. In particular, the Board has noted problems with unregulated cemeteries (non-privately owned municipal and faith-based facilities) and with the balances in perpetual care trust accounts; the funds held in trust are woefully inadequate for the purpose intended.

The trends in the funeral and cemetery industry favours cremation over burial, with a reported 60% utilization of cremation. Ongoing inflation and reduced investment income expectations have over a lengthy period of time resulted in perpetual care accounts being increasingly inadequate. Private cemeteries are being maintained as marketing devices and are supported by current revenue rather than relying on investment income from perpetual care accounts. Aging infrastructure, declining populations (in some locations), declining church attendance and membership, and ongoing migration have resulted in challenges with respect to unregulated faith-based and municipal cemeteries.

And, while current legislation requires regulated cemeteries and crematoriums to seek approval from the Board for price changes, the Board lacks the means to determine whether proposed changes have merit. Price control is left to the marketplace.

The proceeds from the sale of cemetery services sold on a pre-need basis are not placed into a trust account. The services and goods purchased are provided upon the need arising (for example, the provision of a plot and marker). However, for-profit private cemeteries must set aside a portion of funds received in a perpetual care fund, and the transactions within the fund are audited by the Board on a periodic basis. The Board also notes a significant shift towards cremation from burial, and that the shift is North American wide and impacts on cemetery care.

Only private operations are subject to the Board's purview, and most of them are tied to funeral homes as the balances in the perpetual care accounts are inadequate to meet property and grave maintenance requirements. Generally speaking, the Board attempts to meet its mandate with respect to the death industry through paper reviews and consultation, though hearings involving complainants have occurred in past years (most recently, 2004).

The Board notes that cemeteries continue to require operating funds to subsidize investment income drawn from perpetual care funds to meet perpetual care obligations. The proper care of private cemeteries currently depends upon the commitment of current operating funds raised from sources other than perpetual care investments.

The Board also hears appeals of customers of funeral homes, cemeteries and crematoriums. These appeals may relate to the sale of pre-arranged funerals or the costs of a cemetery plot with a perpetual care component.

During 2005/06, the Board received an application from Neil Bardal Inc. to enclose its scattering grounds within a crematorium. Following research into industry and government practices in other jurisdictions, the Board issued an Order touching on many societal issues related to cemetery and funeral matters. In an unprecedented move, the Board deferred the effective date of the Order to allow for interested parties to respond. While some critical responses were

received, the Board determined that the operative section of the Order should be made effective.

A motion seeking leave to appeal (to the Manitoba Court of Appeal) was filed by a party with private cemetery interests, and the Board decided to hold a hearing to reconsider its decision.

Highway Traffic Board

As previously indicated, the Board hears appeals of decisions of The Highway Traffic Board pursuant to *The Highways Protection Act*. Appeals generally deal with access to provincial highways by driveways and the placement of signs adjacent to highways. Appellants include local landowners and the Highways Department. Generally, in determining these matters the Board visits the site and holds a hearing in the area.

A major public hearing was held with respect to an appeal of a Highway Traffic Board Order establishing conditions on an electronic sign in Steinbach. The Board upheld the appeal by Highways, and limited the operations of the sign, though providing an opportunity for reconsideration if Highways and the sign owner arrive at a consensus on sign operations that the Board considers safe and prudent.

The Emergency 911 Public Safety Answering Point Act

During 2005/06, *The Emergency 911 Safety Answering Point Act* was enacted; it assigns the appeals process to the Board. Applicants for 911 service provision refused licensing will be able to appeal their denial to the Board.

Court Matters

During 2005/06, of the approximately 200 Board Orders issued only three were challenged in the courts.

In one of these challenges, concerning a general rate increase provided to Manitoba Hydro, the Board was successful -- the appeal was rejected and the Board's interpretation of its jurisdiction and mandate reinforced. The Court of Appeal rejected an intervener's appeal of Board Orders 101/04 and 143/04. The intervener claimed the Board had not sufficiently tested MH's operating costs prior to reaching its decision; the Court disagreed with the intervener and supported the Board's jurisdiction and judgment.

In the case of an appeal of an interim ex parte Order related to Centra Gas, the Board's decision was over-turned by the Court, though with no rate effect. The Board established interim non-commodity rates for Centra Gas by an ex parte process, and an intervener appealed the decision to Court of Queen's Bench. Queen's Bench ruled against the Board and quashed the interim Order. While the decision had no impact on rates, as the Board had set final rates retroactively subsequent to a public hearing, the ruling affects the Board's ability to employ ex parte processes and issue interim decisions. These are processes on which it depends to restrain regulatory costs and ensure timely decisions.

Accordingly, and believing Queen's Bench to have been incorrect in the decision, the Board has appealed that decision, the hearing is slated to be heard by the Court of Appeal in June 2006.

The third case of an appeal relates to a Board Order approving the expansion of a licensed crematorium to enclose an ash scattering garden. A cemetery industry participant sought leave to appeal the Order, opposing the Board's view on the grounds that a crematorium's scattering garden was a cemetery and perpetual care trust funds were required. The Board opposed the motion and will hold a public hearing to reconsider its decision.

Internal Board Matters

Board's Rules of Practices and Procedures

The Board operates pursuant to legislation and its Draft Rules of Practices and Procedures (Rules). The Rules provide assurance and guidance to regulated Utilities, registered Interveners, Members of the Legislative Assembly, government and other interested parties with respect to the manner by which the Board manages its public and ex parte processes. The Rules have been operative in draft form for over a decade; the Board will formally adopt its revised Rules in June 2006, circulate the revision to interested parties and post on the Board's website.

Among other things, the Rules set out the Board's criteria for awarding costs to Interveners. The Board has full discretion with respect to the award of costs, and exercises that authority to restrain regulatory costs while enabling public participation in Board hearing processes.

Staffing

In March 2004, I took up the post of Chairman, succeeding Gerry Forrest who had exercised the responsibility of the position for twelve years prior to his retirement.

A significant staff event in 2005/06, and the one with the most importance for 2006/07 and the future, was the secondment to the Board from the Department of Finance of former Comptroller Gerry Gaudreau, CMA. Mr. Gaudreau has since been named Executive Director and Secretary and is assisting the Board in its continuing efforts to reduce regulatory costs, while absorbing the additional workload being experienced as a result of increased water and sewer applications and hearings and pending new legislative assignments.

Ms. Jo-Donna Williamson, the Board's Office Manager, will retire from Board service in May 2006, after 37 years of public service; she will be sorely missed.

Operational improvements

During the fiscal years ended March 31, 2005 and 2006, several changes took place related to Board matters, these including:

a) reduced external advice and services budgets; by increasing reliance on internal advice and services, the savings reduced the cost of regulation for Manitoba Hydro and Centra Gas;

b) amendments to the process for quarterly natural gas rate changes, saving Centra Gas in excess of $150,000 annually without reducing the effectiveness of the process;

c) managing intervener hearing budgets more effectively, reducing overlaps of interest and work amongst the Board and the interveners so as to avoid excessive cost awards;

d) increasing application and annual renewal fees for natural gas brokers to meet increased regulatory actions, and introducing a fee with respect to appeal hearings to meet costs incurred at such hearings and motivate cost effective behaviour (since this change was introduced, all broker disputes over marketing practices have been resolved without an appeal hearing);

e) the Board began issuing a monthly newsletter to Board members, covering Board-related matters and upcoming issues, and re-instituted full Board meetings bringing all Board members together to discuss issues before the Board;

f) a Board website was developed, allowing the public to peruse Board Orders and other documents more easily.

In 2006/07, the Board will continue to explore ways and means to improve regulatory cost effectiveness, public awareness and consumer involvement.

Looking Forward, Major Issues for 2006/07

Electrical reliability

Following the 2003 eastern blackout, the American government acted to better assure electric reliability, particularly with respect to interconnected systems. These systems cross into Canada and the American regulator, the Federal Energy Regulatory Commission (FERC), was provided authority to establish and manage protocols governing electric reliability. To protect Canadian and Manitoba sovereignty, MH has requested that the Board act as the electric reliability regulator in Manitoba, and interface with FERC. Legislative amendments are required.

Payday loans industry and Cashing of Government cheques

The government intends to regulate the payday loan industry, and has indicated an expectation that the Board will set allowable charges and rates for the industry. To allow this to occur, the federal government will cede jurisdiction to the

Province, as currently federal legislation restricts annual interest to 60% including all charges. The industry's clients are largely those members of society with lower wage levels, and in the absence of effective regulation, clients can become involved in an "endless" series of short-term loans, rolling over time after time.

The Board is involved in preparing for this new task, in anticipation of the legislation being proclaimed. Once in place, the Board will hold a hearing at which the Board and registered Interveners will test an "application" or proposal expected to be provided by the industry – the outcome will be approved rates of interest and charges.

In a similar vein, the government is contemplating measures to limit the charges for cashing of federal and provincial government cheques. The Board expects to be asked to set maximums for these charges.

MH matters

The Board will hold a hearing in May 2006 to consider amending the Cost of Service methodology (COSS) for Manitoba Hydro; the COSS being a tool and component of the rate setting process with particular importance for differential rates between customer classes.

With respect to Manitoba Hydro's electricity operations, the Board will also review the interim rate schedule established for diesel zone customers (four northern First Nations' communities). The interim schedule was approved by the Board in support of a tentative settlement related to responsibility between Manitoba Hydro, INAC and First Nations

Preferred Future Model – natural gas safety and Centra Gas

The Board has legislated oversight responsibilities concerning natural gas safety, and has for many years engaged ECI International (an engineering firm) to assist it in meeting its obligations. The annual cost of ECI's services with respect to the oversight of Centra Gas now approximates $200,000 – it exceeded $300,000 prior to changes made in 2004, and is expected to fall further.

The Board is prepared to reduce Board's oversight responsibilities and dramatically lower costs once Centra has put in place adequate quality assurance and other safety-orientated practices. The Board has been working with ECI and Centra/MH towards this objective for over a number of years, though further progress is required before the Board will be willing to act. Legislative change is not required to effect the Preferred Future Model, only MH compliance with Board-requirements regarding safety monitoring and assurance measures.

Regardless of the possible delegation of functions to Centra, the Board will and should retain all of its oversight responsibilities concerning natural gas safety with respect to Stittco, SVGC and TransCanada Calibrations, as well as oversight over Centra safety.

Service disconnections

The Board supervises the disconnection activity of natural gas distributors, and because of the moratorium on disconnection from October 1 to May 14 each year there is a substantial number of accounts eligible for disconnection each spring. In 2004, 6,000 accounts were disconnected in Winnipeg and Brandon. Throughout the summer, the disconnected accounts are reviewed, and during each fall a determination is made as to whether the properties should remain disconnected into the next heating season. In doing so, the Board and the utilities are very cognizant of risks faced by customers, especially the elderly, sick and children (given the cold winter conditions and the need for an assumed reliable source of heat.) The Board has a sense that the cost of home heating is at risk of becoming unaffordable for many low-income families, particularly those living in rental properties.

To the extent that an expanded energy conservation program would assist homeowners and landlords, this option requires active consideration. The Board is reviewing the overall issue of low-income customers and high natural gas bills in consultation with Manitoba Hydro/Centra Gas, and recognizes that a full and complete resolution to this problem will require multi-stakeholder consultations.

Cemetery Issues

The Board expects to hold a special hearing to discuss matters arising from its order on the NBI application to enclose its Scattering Garden.

Working in co-operation with the Board of Directors of Embalmers and Funeral Directors, and the department of Consumer and Corporate Affairs, the Board will continue its efforts to modernize the legislation surrounding cemetery and funeral matters.

Driver Safety Rating System

The current system for rewarding good driving habits in premium setting is referred to as the bonus/malus system. It was implemented in the 1980's. The Board expects to be holding a special hearing on a modernized system of driver safety recognition near the end of the 2006/07 fiscal year.

Fee structure

Earlier in this report, it was noted that a new fee structure, specifically in relation to water and sewer utilities, was developed and discussed with the Association of Manitoba Municipalities. The thrust of the revised structure is to enable smaller utilities to approach the Board with rate proposals without facing onerous regulatory charges. The Board hopes to implement the new structure in 2006/07. Part of that revised structure will require the implementation of an annual fee for all municipal water and sewer utilities, expect the City of Winnipeg. As the new fee requires an order-in-council, this

portion of the revised structure will only be implemented once approval has been received.

Conclusion and Acknowledgements

I am pleased to report that the Board now has its own website at www.pub.gov.mb.ca. Through the website the public can monitor the Board's activities and obtain on a 24 hour basis decisions of the Board and Notices of significant issues before the Board.

The Board's jurisdiction is not contained only within *The Public Utilities Board Act*; provisions of *The Crown Corporations and Public Review and Accountability Act* and *The Manitoba Hydro Act* also relate to the Board. At some point, it may be worthwhile to consolidate the Board's mandate within one Act, to assist with the public's understanding of the Board's mandate. With respect to that mandate, the utilities that the Board has oversight over are also governed or overseen, in whole or in part, by other agencies. These agencies include the Legislature, Ministers Responsible, the boards of directors for the agencies, Crown Corporations Council, Clean Environment Commission, the Auditor General, Water Stewardship Board, Conservation Manitoba, etc. While the role of these other bodies is significant, it does not reduce the statutory mandates provided to the Public Utilities Board, though the Board is cognizant of the roles played by the other parties.

The Board's fiscal year 2005/06 was challenging and rewarding. The regulatory calendar was and remains full. I want to thank the other Members of the Board, Board Advisors, and Board Staff for their dedication to the work of The Public Utilities Board and its public interest mandate. In particular, I want to thank Ms. Denyse Côté, who left the Board in the summer of 2005, her contributions to Board decisions and governance were most helpful.

We are ever mindful of the public's reliance on the Board for thorough and careful thought related to the matters that come before it; a fair hearing process remains important. The Board has a long history of fulfilling these objectives, and they remain the goals of the Board into the future.

Respectfully submitted,

Graham F.J. Lane, CA
June 09, 2006

STATUTORY RESPONSIBILITIES

The Public Utilities Board (the Board) is an independent quasi-judicial administrative tribunal operating pursuant to *The Public Utilities Board Act* ("the Act"). The Act was enacted in 1959, though the Board has regulated similar public services under other legislation since 1912.

During the fiscal year under review, the Board was responsible for the regulation of public utilities as defined under the Act; namely:

Centra Gas Manitoba Inc. (a wholly owned subsidiary of Manitoba Hydro), Stittco Utilities Man Ltd., Swan Valley Gas Corporation, and municipal water and sewer utilities in the Province, with the exception of the City of Winnipeg's utility.

Pursuant to *The Crown Corporations and Public Review and Accountability Act*, the Board regulates the premiums charged by Manitoba Public Insurance for compulsory auto insurance, related premiums charged on drivers' licences and other fees, as well as Manitoba Hydro's electricity rates. While the Board reviews the financial performance and forecasts of Manitoba Hydro, it does not have authority over the utility's capital expenditure decisions.

Other enactments assigning regulatory or adjudicative responsibilities to the Board are:

The Greater Winnipeg Gas Distribution Act
The Gas Allocation Act
The Prearranged Funeral Services Act
The Cemeteries Act
The City of Winnipeg Act (passenger carrier agreements)
The Manitoba Water Services Board Act (Appeals)
The Highways Protection Act (Appeals)
The Emergency 911 Public Safety Answering Point Act

The Board is also responsible for the administration of *The Gas Pipe Line Act*, and, pursuant to that legislation, authorizes construction and operation of all gas pipe lines in Manitoba. The Board's primary concern in exercising these responsibilities is public safety.

The utilities regulated by the Board have annual revenues exceeding $3 billion, and serve and affect virtually every Manitoba resident and business.

BOARD MEMBERS AND STAFF

Members of the Board:

Graham F. J. Lane, C.A., Chairman
Robert A. Mayer, Q.C., Vice-Chair
Denyse T. Côté (resigned, summer 2005)
Dr. Leonard Evans
Monica Girouard, C.G.A.
Eric Jorgensen
Dr. Kathi Avery Kinew
Susan Proven, P.H.Ec.
Mario J. Santos, LL.B.

Staff Members:
Officers:

Gerald A. Gaudreau, CMA,
Executive Director and Secretary
Hollis Singh, Associate Secretary
Gerald O. Barron, F.C.G.A, Associate Secretary

Administrative Staff:

Jo-Donna Williamson, Office Manager
Debra Feuer, Secretary to the Chairman
Brenda Bresch, Administrative Secretary

The Chairman is a full-time appointment of the Lieutenant Governor in Council; the other Board members are part-time appointments. Public hearings of the Board are advertised, and applications made by sewer and water utilities where public hearings are not heard are made known to those affected, and Board decisions are communicated to the public. Decisions arising out of ex parte hearings are shared with the affected utilities and interveners, and posted on the Board's website. All Board decisions are available to the public, and are posted on the Board's website. Board members comprise the membership of panels that hear and subsequently decide upon the rate applications and other matters brought before the Board. Board members, staff and advisors are governed by conflict of interest guidelines, to ensure those appearing before the Board receive unbiased and independent judgements. Board decisions may be appealed to the courts, and applications may be made to the Board requesting that the Board reconsider a decision. The Board has adopted Draft Rules of Practice and Procedure, which are made known and are available to consumers, utilities and other interested parties.

The Board relies upon expert advisors from the fields of accounting, actuarial science, engineering and law; the roster of advisors includes:

Accounting:	PricewaterhouseCoopers LLP
Actuarial Science	Eckler Partners LLP
Engineering	Energy Consultants International Ltd. and LAB Consultants
Law	Fillmore Riley and Pitblado

SUMMARY OF BOARD ACTIVITIES

ORDERS ISSUED

	2005/06		2004/05	
Regulated Industry Orders:				
Water and Sewer Utilities				
Applications for amended rates	39		28	
Applications to address deficits	32		41	
General matters, late payment fees	-	71	1	70
Manitoba Hydro				
Electricity operations	57		65	
Centra Gas Manitoba	21	78	11	76
Natural Gas and Propane Utilities and Pipelines				
Swan Valley Gas (consumer rates)		1		1
Stittco Utilities Man Ltd.		1		-
TransCanada Calibrations (safety audit)		-		2
Other Natural Gas				
Service Disconnection*		1		1
General matters, Code of Conduct (brokers)		-		2
Manitoba Public Insurance Corporation		15		6
Highways Protection Act		1		3
The Cemeteries Act		6		1
Total number of Orders issued		174		160

Note: Copies of the decisions of The Public Utilities Board of Manitoba are available from the Board's office upon request, and are posted on the Board's website (www.pub.gov.mb.ca). The Orders indicated above include Orders related to applications for costs by interveners to the Board's process. * Approximately 6,000 natural gas service disconnections occurred in Winnipeg and Brandon during the fiscal year under review, 99% of these properties were reconnected subsequent to payment arrangements having been made. The Board works co-operatively with Manitoba Hydro/Centra Gas to ensure that health and safety concerns are addressed and remain the highest priority in these matters. Only in one case was a Board Order required to direct a reconnection.

SUMMARY OF BOARD ACTIVITIES

LICENCES ISSUED

	2005-06		2004-05	
Direct Purchase of Natural Gas				
Brokers		**11**		**12**
The Cemeteries Act				
Cemeteries, renewal	11		11	
Initial licensing	-		1	
Columbariums	17		17	
Mausoleums	5		5	
Crematories	16		16	
Agents	121		73	
Agent Transfer	10	**180**	3	**126**
The Prearranged Funeral Services Act				
Renewal	22		22	
Initial licensing	-	**22**	1	**23**
Total licenses issued		**213**		**161**

In addition, the Board receives notice of price changes from cemeteries, crematoriums and with respect to pre-arranged funerals.

FINANCIAL INFORMATION
Fiscal Year Ended March 31, 2006

Revenue and expenses related to Board operations and Board decisions are recorded in the accounts of the Consolidated Fund of the Province of Manitoba and the utilities regulated by the Board. The Board incurs costs to its own account, and recovers these costs through statutory levies against Manitoba Hydro, Centra Gas and Manitoba Public Insurance, and fees charged to other regulated utilities. The Board directs the utilities to pay the costs of Board advisors and, upon a Board Order awarding costs, all or a portion of the costs incurred by interveners to its hearings.

($000'S)

	2005/06		2004/05	
Levies, Direct and Indirect ($000)				
General Board Levies on Manitoba Hydro with respect to:				
a) electricity; and	$ 314		$318	
b) gas operations	623	937	647	965
Costs of Board Advisors, paid by Manitoba Hydro:				
a) electricity; and	432		676	
b) gas operations	883	1,315	709	1,385
Costs of Interveners, paid by Manitoba Hydro:				
a) electricity; and	98		115	
b) gas operations	223	321	88	203
Aggregate Board levies on Manitoba Hydro consolidated		2,573		2,553
Levies on Manitoba Public Insurance Corporation (MPI), with respect to:				
General Board Levies on MPI	315		312	
Costs of Board Advisors, paid by MPI	414		311	
Costs of Interveners, paid by MPI	248		103	
Aggregate Board levies on MPI		977		726
Levies on:				
Stittco Utilities Man Ltd.	18		20	
Swan Valley Gas Corporation	5		7	
Water & Sewer Utilities	22		4	
Fees related to cemetery and funeral related activities	29		16	
Natural Gas Brokers	6		8	
Other fees	0	80	15	70
		$3,630		$3,349
Board Expenditures, Direct and Indirect ($000)				
Direct costs of the Board:				
Salaries and Per Diems	599		711	
Rate regulation and safety related costs	231		247	
General overheads (rent, technology, utilities, etc.)	210	1,040	287	1,245
Board Advisor Costs, billed to regulated utilities		1,729		1,696
Intervener costs billed to regulated utilities		569		306
Aggregate costs related to Board operations and directions		$3,338		$3,247

The above reporting of costs and revenues does not include costs incurred by the regulated utilities with respect to their own direct costs associated with regulatory processes. Such costs include salaries and benefits, notice expenditures, consultants and overheads.

Régie des services publiques

Rapport annuel
2005 - 2006

Manitoba

Le 9 juin 2006

L'honorable Gregory F. Selinger
Ministre des Finances
Palais législatif, bureau 103
Winnipeg (Manitoba)
R3C 0V8

Monsieur le ministre,

Conformément aux dispositions du paragraphe 109(1) de la *Loi sur la Régie des services publics*, j'ai le privilège de vous présenter, de la part des autres membres de la Régie et en mon nom propre, le rapport annuel de la Régie des services publics pour l'exercice 2005-2006, qui s'est terminé le 31 mars 2006.

Les compétences de la Régie en matière de réglementation englobent les principaux services publics de la Province et des municipalités du Manitoba, à l'exception des activités des services d'eau et d'égouts de la Ville de Winnipeg. En réponse à une demande d'un service public réglementé ou de sa propre initiative, la Régie établit les tarifs facturés aux consommateurs après avoir examiné les activités générales et financières du service public en question. La Régie peut recevoir ou exiger et approuver, modifier ou rejeter les demandes des services publics.

Le mandat de la Régie s'étend aux cimetières et aux crématoires privés, aux services de pompes funèbres avec arrangements préalables, aux comptes en fiducie d'entretien perpétuel et aux courtiers de gaz naturel. De plus, la Régie entend les appels des décisions d'Hydro-Manitoba concernant les interruptions de service de gaz naturel et de celles du Conseil routier relativement aux accès routiers et aux panneaux de signalisation adjacents. La Régie surveille également la sécurité pour ce qui a trait aux gazoducs. Elle agit dans la perspective de l'intérêt public, en veillant aux intérêts des consommateurs, mais aussi à la stabilité financière des services publics réglementés.

Pendant la période visée par le présent rapport, la Régie a tenu des audiences publiques importantes concernant Centra Gas, la Société d'assurance publique du Manitoba et plusieurs services d'eau et d'égouts municipaux. La Régie a aussi tenu des audiences publiques relativement à des décisions du Conseil routier en matière d'accès et à l'agrandissement d'un crématoire, et elle a examiné par l'étude de dossiers des demandes (tarifaires et autres) d'Hydro-Manitoba et de nombreux services réglementés d'eau et d'égouts. Elle a aussi joué un rôle très actif en ce qui concerne la surveillance de la sécurité des gazoducs et les interruptions de service de gaz naturel.

J'ai la responsabilité et le privilège d'être président de la Régie à temps plein; huit autres membres y siégeaient à temps partiel en 2005-2006, la démission d'une administratrice au mois d'août dernier ayant toutefois laissé un poste vacant. La Régie a un effectif de six employés et dispose d'une liste de conseillers professionnels (juristes, comptables, actuaires et ingénieurs), qui sont tous engagés envers la prestation d'un service efficace et efficient conforme au mandat de la Régie.

C'est avec mes respects, Monsieur le ministre, que je vous soumets ce document.

Le président,

Graham F.J. Lane, CA

Rapport du président

Examen des audiences tenues par la Régie
pendant l'exercice qui s'est terminé le 31 mars 2006

Introduction

La Régie des services publics (« la Régie ») représente l'intérêt public, qui a été défini de manière à inclure le traitement équitable des consommateurs ainsi que la stabilité financière des services publics. Ces dernières années, grâce notamment à la promulgation de la *Loi sur le développement durable*, ont également été intégrées à la notion d'intérêt public les questions liées à l'efficacité énergétique, à la conservation et à l'énergie propre. La Régie est composée d'un président à temps complet et, lorsque tous les postes sont pourvus, de huit membres à temps partiel, tous nommés par le gouvernement; elle est soutenue de manière compétente par son personnel et ses conseillers. La Régie s'acquitte de son mandat par des audiences publiques, l'examen de dossiers, l'intervention directe et la consultation. La Régie est un tribunal administratif quasi judiciaire qui prend ses décisions indépendamment de l'orientation du gouvernement, conformément aux lois habilitantes.

La réglementation des tarifs de l'électricité, du gaz naturel et du propane est la principale responsabilité de la Régie. La sécurité des gazoducs est une responsabilité connexe importante, dont s'acquitte la Régie ici, au Manitoba, mais aussi à titre de membre de l'Association canadienne de normalisation. La Régie fixe par ailleurs les tarifs d'assurance-automobile, car elle règlemente la Société d'assurance publique du Manitoba. De plus, la Régie réglemente les services d'eau et d'égouts municipaux dans la province, à l'exception de la Ville de Winnipeg; elle délivre des permis aux cimetières et aux crématoires privés et surveillent leurs activités ainsi que les comptes en fiducie des entrepreneurs de pompes funèbres qui détiennent des fonds en vertu de la *Loi sur les arrangements préalables de services de pompes funèbres*. Tous les courtiers de gaz naturel actifs au Manitoba doivent obtenir un permis de la Régie, ce qui permet de garantir l'aspect sécuritaire de l'offre et des relations équitables avec les clients. La Régie entend les appels relatifs aux décisions du Conseil routier, en vertu de la *Loi sur la protection des voies publiques*, ainsi que les appels des consommateurs à propos d'interruptions du service de gaz naturel ou de différends contractuels avec les courtiers de gaz naturel. Une loi déposée récemment rendrait la Régie responsable de l'établissement des taux maximaux applicables par les sociétés de prêt sur salaire et des frais maximaux d'encaissement des chèques gouvernementaux. La Régie appartient toujours à l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilités publiques (CAMPUT), une tribune où sont débattues les pratiques canadiennes en matière de réglementation et les questions se rattachant au secteur des services publics, et qui offre des activités de perfectionnement professionnel.

Du 1er avril 2005 au 31 mars 2006, la Régie a émis 174 ordonnances et 213 permis (comparativement à 160 ordonnances et 161 permis en 2005) et a traité une multitude d'autres questions. Pendant ce même exercice, la Régie a dépensé 1,040 million de dollars en coûts directs (comparativement à 1,245 million de dollars en 2004-2005), dont quelque 250 000 $ alloués à la sécurité des gazoducs. Elle a par ailleurs ordonné aux services publics réglementés de verser 2,298 millions de dollars supplémentaires pour les frais relatifs aux conseillers et aux intervenants à l'occasion d'audiences de la régie (comparativement à 2,002 millions de dollars en 2004-2005). La Régie a compensé ses coûts directs par des prélèvements auprès des services publics réglementés, lesquels prennent également en charge leurs propres coûts directs liés à la participation au processus de réglementation.

Si l'on tient compte de tous les coûts engagés par toutes les parties intervenant dans les processus de la Régie, le total des coûts de réglementation pour l'exercice qui s'est terminé le 31 mars 2006 a atteint environ 3,4 millions de dollars (3,3 millions de dollars en 2004-2005). D'autre part, les quelque 150 services publics réglementés par la Régie ont des revenus annuels de plus de 3 milliards de dollars; les coûts de réglementation ne représentent donc qu'environ 0,1 % de ces revenus.

Les services publics réglementés sont pour la plupart des monopoles qui desservent la quasi-totalité des résidants, des entreprises et des autres organisations du Manitoba.

Survol des processus de la Régie

Les services publics réglementés déposent – dans certains cas après que la Régie leur en ait donné l'ordre – une demande devant la Régie lorsqu'ils veulent modifier leurs tarifs ou effectuer un autre changement opérationnel.

Dans le cas des services publics d'envergure, ou pour l'étude d'une proposition de hausse jugée exceptionnellement forte en pourcentage et en termes absolus ou qui prête à controverse, la Régie entend la demande dans le cadre d'une audience publique.

En ce qui concerne les audiences publiques liées à Hydro-Manitoba, à Centra Gas Manitoba et à la Société d'assurance publique du Manitoba, les intervenants y participent et peuvent, de même que la Régie, poser des questions, contre-interroger les témoins et présenter leur point de vue. Par ailleurs, les présentateurs du grand public ont la possibilité de s'adresser à la Régie à toutes ses audiences publiques. Les intervenants et la Régie peuvent appeler à comparaître des témoins experts. Ces derniers, de même que les témoins du service public ayant déposé la demande, présentent au cours des audiences leur témoignage qui, selon le cas, soutient ou critique la demande ou propose des options connexes. Les intervenants aident la Régie à prendre ses décisions en présentant des points de vue reflétant l'organisation qui les soutient ou l'intérêt public.

Avant les audiences de la Régie, des avis sont émis pour informer le public de leur tenue prochaine et de l'allocation possible de dépens visant à soutenir des interventions efficaces. Les procès-verbaux des principales audiences sont

affichés sur le site Web de la Régie et sont également mis à la disposition des parties intéressées par d'autres moyens. Des exemplaires des décisions de la Régie sont distribués à toutes les parties ayant participé à l'audience, aux médias et, sur demande, au public. De plus, les principales décisions de la Régie sont rendues publiques par des communiqués et affichées sur son site Web. Les règles de pratique de la Régie orientent les audiences publiques. Ces règles sont mises à la disposition de toutes les parties participantes avant la tenue d'une audience et sont de plus affichées sur le site Web de la Régie. Il est possible d'interjeter appel aux décisions de la Régie, que ce soit par une requête en rectification devant la Régie ou, dans certaines circonstances, devant la Cour.

Dans certains cas, lorsque des circonstances particulières le justifient, la Régie émet des directives provisoires, qui reflètent des décisions prises au cours d'examens auxquels ni les intervenants ni le public n'ont assisté ou participé. Un tel processus est appelé audience *ex parte*. Les décisions et les motifs connexes issus d'audiences *ex parte* sont diffusés aux parties concernées, aux intervenants, aux médias et, sur demande, au public. Les décisions *ex parte* provisoires sont prises sous réserve de leur confirmation, abrogation ou modification au cours d'une audience publique ultérieure, à laquelle assisteront le service public, les intervenants et le public. Il est également possible d'interjeter appel aux décisions *ex parte*, que ce soit par une requête en rectification devant la Régie ou devant la Cour.

En ce qui concerne les services publics de taille relativement plus petite, comme la Swan Valley Gas Corporation, Stittco Utilities Man Ltd. et la plupart des services d'eau et d'égouts, la Régie prend souvent ses décisions sur les demandes à l'issue d'un examen du dossier, et ce, afin de réduire le coût du processus réglementaire. En vertu de ce processus, la Régie exige du service public qu'il publie un avis de sa demande indiquant que les préoccupations doivent être adressées à la Régie. Cette dernière s'informera ensuite sur les détails de chaque demande par un processus d'interrogation écrite (demandes de renseignements) du service public qui a déposé la demande. Un nombre croissant de demandes de services d'eau et d'égouts sont entendues au cours d'une audience publique, en particulier lorsqu'il s'agit d'une proposition de hausse tarifaire importante. La Régie tient de plus en plus d'audiences hors de Winnipeg, depuis le Grand Nord jusqu'à la frontière au Sud.

Dans le cadre de son processus général, la Régie évalue les états financiers du service public en question et étudie les diverses options qui se présentent pour répondre à la demande du service public, à la lumière de ce que constitue l'intérêt public pour la Régie. Comme nous venons de l'indiquer, conjointement à ce processus, la Régie exige du demandeur qu'il publicise sa demande et qu'il lui fasse part de toute objection reçue du public. Lorsque la Régie estime que les objections sont importantes, elle tient une audience publique.

Le processus de la Régie oblige les membres à déclarer tout conflit d'intérêt avant une audience ou un processus de décision, car la Régie est tenue de prendre ses décisions de manière indépendante et impartiale. En général, pour chaque demande qui lui est présentée, la Régie siège en comités de deux à quatre membres. Au moins une grande sphère de responsabilité est assignée à chaque membre de la Régie.

Énergie : Électricité, gaz naturel et propane

En réponse aux demandes reçues des services publics, qui auront en quelques rares occasions été exigées par la Régie, celle-ci établit les tarifs imposés aux clients d'Hydro-Manitoba, de Centra Gas Manitoba Inc. (une filiale d'Hydro-Manitoba), de Stittco Utilities Man Ltd. (une entreprise de distribution de propane qui dessert Flin Flon, Swan Lake et Thompson) et de la Swan Valley Gas Corporation (une filiale de SaskEnergy qui dessert la région de Swan River). Les demandes visent notamment l'approbation de changements tarifaires, d'élargissements ou d'autres changements opérationnels d'importance.

Les services de gaz et de propane s'approvisionnent en produit sur tout le marché continental de l'énergie, où le prix est déterminé par l'offre et la demande. Les coûts du produit payés par les services publics varient en fonction des activités de couverture pouvant être exécutées dans le cadre de contrats établis en vertu des politiques des services publics. Centra Gas modifie chaque trimestre les tarifs facturés en fonction des fluctuations constantes du coût du gaz sur le marché; Swan Valley Gas et Stittco révisent en général leurs tarifs une fois par an. Les services de gaz et de propane récupèrent leurs coûts d'approvisionnement et de fonctionnement par les prélèvements effectués auprès de leurs clients, des prélèvements qui comprennent également une majoration raisonnable procurant aux services publics un rendement adéquat (dans le cas des entreprises privées) ou des réserves financières appropriées (pour les sociétés d'État).

Les courtiers de gaz naturel titulaires d'un permis offrent aux consommateurs la possibilité de conclure une entente à prix ferme permettant d'éviter les révisions trimestrielles des tarifs fondées sur les coûts du produit de Centra Gas. Tous ces courtiers doivent obtenir un permis de la Régie pour exercer, mais leurs tarifs ne sont pas réglementés et sont tributaires du marché. La Régie supervise les activités de vente des courtiers au moyen d'un code de conduite et a le pouvoir de décider de la continuation d'un contrat de vente au détail en cas de différend entre un client et un courtier. Les courtiers font connaître leurs services en entretenant des contacts directs avec les consommateurs et desservent en gaz naturel d'inventaire environ 20 % des clients résidentiels du réseau de distribution de Centra Gas. La Régie reçoit régulièrement des plaintes du public concernant les méthodes de vente appliquées par certains agents de courtiers, et rencontre les courtiers parrains pour régler les cas de conduite déplacée.

En ce qui concerne Hydro-Manitoba et Centra Gas, les questions les plus litigieuses se rattachent souvent aux tarifs. Les intervenants aux audiences publiques soutiennent les intérêts des particuliers et des entreprises dans ces dossiers.

Hydro-Manitoba (HM)

En 2005, la Régie a approuvé la première de deux augmentations conditionnelles de 2,25 % prévues dans l'ordonnance 101/04 de 2004 (une augmentation de 5 % avait été approuvée et appliquée en 2004); HM a décidé de ne pas appliquer la deuxième augmentation conditionnelle, faisant état d'une amélioration de ses résultats opérationnels liée à une hausse des revenus nets des exportations. HM a plus tard déposé une demande de hausse tarifaire pour 2006, demande retirée par la suite à la lumière d'une augmentation très nette des bénéfices prévus pour 2005-2006.

HM a perdu 428 millions de dollars (M$) en 2003-2004 en raison de la sécheresse et de problèmes connexes, mais elle a déclaré un revenu net gagné de 136 M$ en 2004-2005 grâce à une hausse des débits d'eau et des bénéfices nets tirés des exportations. Très récemment, HM a publiquement fait savoir qu'elle s'attendait à un revenu net de l'ordre de 375 M$ pour 2005-2006. Les dernières prévisions financières d'HM semblent indiquer que des hausses tarifaires annuelles de 2,5 % seront nécessaires pour amener son ratio emprunts/capitaux propres au niveau visé de 75:25 à long terme.

Les ventes d'électricité à l'exportation ainsi que les prix unitaires et le volume de ces ventes sont les fondements de la rentabilité d'HM et du maintien de tarifs d'électricité peu élevés au Manitoba.

Étude sur les coûts du service

MH applique une méthode d'étude sur les coûts du service (MECS) pour évaluer l'équité des tarifs entre les diverses catégories de clients d'électricité. La méthode répartit les revenus et les dépenses liés à l'électricité entre ces catégories, puis répartit des revenus nets des exportations à chaque catégorie et établit le ratio entre les coûts et les revenus de chaque catégorie. Même si théoriquement l'objectif visé est un ratio de 1:1, une zone de vraisemblance de 95 à 105 % de 1 a été établie comme cible opérationnelle pour chaque catégorie. Étant donné que la MECS est fondée sur les coûts historiques et ne tient pas compte des coûts marginaux ni des cours du marché, les résultats obtenus par la méthode servent à orienter l'établissement des tarifs, qui dépend aussi d'autres facteurs et considérations.

Des revenus nets des exportations élevés sont indispensables pour qu'Hydro-Manitoba maintienne de faibles tarifs. Jusqu'ici, seuls certains coûts directs variables étaient attribués aux revenus des exportations dans la MECS. La Régie a ordonné à HM d'améliorer la méthode en créant une catégorie distincte pour les exportations et en y affectant des dépenses et des revenus. La Régie a par ailleurs ordonné que le « coût » des tarifs résidentiels uniformisés prévus par la loi devraient être appliqués comme première imputation au compte des revenus nets des exportations. Une audience publique est prévue en mai 2006; la Régie et les intervenants inscrits évalueront la dernière MECS recommandée par HM et examineront les questions connexes.

Établissement des tarifs hebdomadaires de l'énergie excédentaire à l'aide d'un processus *ex parte*

Les clients industriels bénéficient de tarifs d'électricité inférieurs à ceux des clients résidentiels, car les entreprises relevant de cette catégorie tarifaire n'utilisent pas les installations de distribution d'HM. Le Programme d'énergie excédentaire donne aux clients industriels la possibilité d'acheter de l'énergie « excédentaire » aux tarifs applicables aux clients d'exportation.

Par un processus *ex parte*, la Régie établit chaque semaine des tarifs provisoires pour ses ventes d'électricité excédentaire; ce processus procure des valeurs approximatives pour les ventes ponctuelles d'exportation en gros d'HM vers les États-unis, tout en établissant les tarifs pour les ventes à l'industrie manitobaine. Après les ouragans Katrina et

Rita, les prix en pointe, intermédiaires et hors pointe des ventes d'électricité à l'exportation ont été très supérieurs à la moyenne en raison de l'augmentation des coûts des intrants de gaz naturel engagés par les producteurs américains d'électricité qui utilisent le gaz naturel comme combustible aux fins de production. Les dommages causés par les ouragans ont été réparés et l'hiver a été plutôt doux, ce qui a provoqué une baisse des tarifs du gaz naturel et de l'électricité exportée.

Plus de 50 % des ventes d'HM à l'exportation se font en vertu de contrats, le reste étant des ventes ponctuelles variant selon les prix de gros de l'électricité en vigueur sur le marché et le niveau de production et de transport excédentaires dont dispose HM.

Énergie éolienne, Wuskwatim, nouveau siège social d'HM et autres dépenses en capital

Les dépenses en capital d'HM visent à améliorer sa capacité de production, de transport, de distribution et d'exploitation, bien qu'elles se traduisent par une hausse de son ratio emprunts/capitaux propres jusqu'à l'entrée en service des nouvelles installations et l'accroissement des ventes qui en découlera.

Le vent est une source d'énergie propre et écologique, et HM a passé un contrat avec une fiducie de revenu pour l'aménagement d'une ferme éolienne de 99 MW près de Saint-Léon. D'autres projets sont à l'étude, et les prévisions financières d'HM prévoient à l'avenir une production d'énergie éolienne de 250 MW. La centrale que l'on entend construire à Wuskwatim fournirait 200 MW d'électricité supplémentaire une fois en service. Les dépenses en capital prévues pour Wuskwatim ont augmenté et s'élève désormais à quelque 1,4 milliard de dollars; on ne donnera suite au projet que si les Premières nations acceptent d'y participer. HM construit actuellement un nouveau siège social, qui devrait permettre de regrouper les fonctions administratives et coûter environ 280 M$. D'autres dépenses en capital sont envisagées, en particulier des investissements dans l'accroissement de la capacité de production (Keyask, Conawapa, améliorations de centrales existantes) et de transport. Par ailleurs, HM prévoit des dépenses supplémentaires en gestion de la demande, c.-à-d. des mesures à prendre en coopération avec ses clients afin d'améliorer l'efficacité énergétique; le renforcement de l'efficacité énergétique libère de la capacité de production aux fins d'exportation et permet de réduire les factures des consommateurs et de protéger l'environnement par une réduction des émissions de carbone.

La Régie n'est pas habilitée à approuver au préalable les dépenses en capital d'HM, même si elle peut théoriquement refuser la prise en compte des coûts dans l'établissement des tarifs. La Province étant le seul actionnaire d'HM, la valeur utilitaire du refus est contestable du point de vue des consommateurs, à la différence du cas où Centra appartenait à une société d'énergie privée. Dans le cadre de la structure de propriété privée, la Régie a refus la prise en compte de pertes contractuelles futures d'environ 20 M$ à la fin des années 1990, ce qui a eu un effet direct sur l'actionnaire, mais pas sur les consommateurs.

Un argument lié à la réglementation soutient l'élargissement des pouvoirs de la Régie à l'égard d'HM de manière à inclure l'approbation des principales dépenses en capital, comme pour les activités de Centra Gas. Un tel mandat

renforcerait le contrôle des dépenses en capital (qui est le principal élément contribuant aux besoins en revenus). La situation actuelle, où la responsabilité des dépenses en capital relève d'HM et du gouvernement, se traduit par des coûts de réglementation réduits et est généralement acceptée par les intervenants et le public.

Centra Gas Manitoba Inc. (Centra)

Centra fournit du gaz naturel à 250 000 clients (résidentiels et autres) au Manitoba. Centra a été achetée par Hydro-Manitoba en 1999 et est intégrée aux activités générales d'HM. L'approvisionnement en gaz de Centra provient principalement de l'Ouest canadien, et Centra a une installation d'emmagasinage au Michigan et se livre à des opérations de couverture, ces facteurs ayant une influence sur les tarifs et les coûts d'ensemble.

L'expansion a été limitée en raison des hausses des tarifs du gaz naturel depuis 1999, alors que le taux de défaillance, les créances douteuses et les interruptions de service sont devenus des problèmes graves. Le revenu net se limite au recouvrement intégral des coûts engagés par HM, à l'amortissement des coûts liés aux acquisitions d'HM et à l'accumulation d'un excédent adéquat. Des efforts considérables sont désormais déployés pour réduire la consommation de gaz par les clients en améliorant la sensibilisation des consommateurs, l'isolement et les chaudières.

Une audience publique a lieu chaque année sur les coûts du gaz naturel de Centra Gas; l'audience permet également d'examiner des questions comme l'allocation des coûts des pertes de gaz, les dispositions concernant l'approvisionnement et le transport de Centra Gas et les questions liées à l'achat, au transport et à l'emmagasinage du gaz naturel. Le gaz naturel acheté auprès de producteurs de l'Ouest canadien et des États-Unis est transporté au Manitoba dans des gazoducs appartenant à des tiers et est distribué partout au Manitoba au moyen de l'infrastructure de Centra. Ce service public possède des installations d'emmagasinage du gaz au Michigan et étudie l'acquisition d'installations supplémentaires en Saskatchewan; aucune décision n'a encore été prise à ce sujet.

Chaque trimestre, la Régie détermine les tarifs du gaz d'inventaire de Centra en vertu d'une méthode d'établissement des tarifs (MET) acceptée par Centra et tous les intervenants. La MET permet d'établir les tarifs à partir des coûts réels et prévus du produit, qui subissent eux-mêmes l'effet de l'entreposage et des opérations de couverture. En ce qui concerne le gaz naturel, le prix du produit avait augmenté de plus de 15 $/GJ au début de décembre 2005 à la suite des ouragans qui avaient freiné la production et le transport aux États-Unis. Pendant l'hiver 2005-2006, seuls le temps doux et la politique de la Régie visant à protéger les clients résidentiels des conséquences de ces hausses ont évité une augmentation supplémentaire du taux de défaillance et des difficultés auxquelles les consommateurs sont confrontés. De plus, l'effet sur les consommateurs aurait été sensiblement plus marqué sans les opérations de couverture de Centra et le coût moins élevé du gaz naturel emmagasiné. Les prix du marché au comptant ont depuis considérablement baissé pour atteindre environ six dollars; certaines sources du secteur prévoient de très fortes hausses pour l'automne et l'hiver 2006.

Quoi qu'il en soit, le montant annuel des factures des 250 000 clients de Centra a considérablement augmenté depuis 1999, ce qui a mené à une hausse du nombre de défaillances, de créances douteuses et d'interruptions de service.

La part du marché occupée par le gaz naturel pour le chauffage des locaux diminuera au fil du temps si les tarifs ne se stabilisent pas.

S'appuyant sur des préoccupations à l'égard des interruptions de service, de la défaillance et des créances douteuses, la Régie a réagi à la flambée des prix du gaz naturel de l'automne 2005 en reportant la moitié des coûts supplémentaires du produit engagés par Centra pour ses clients résidentiels au processus trimestriel d'établissement des tarifs du gaz d'inventaire du 1er novembre 2005. La Régie a correctement prévu la baisse des prix du produit et la diminution de la pression sur les tarifs qui a suivi. La Régie, qui établit les tarifs pour les autres clients (commerciaux et institutionnels) de Centra à partir du coût réel du gaz de Centra, n'a prévu aucun report pour les autres catégories de clients.

La prochaine audience publique annuelle sur le coût du gaz aura lieu à l'automne 2006. À l'issue de cette audience, la Régie prendra des décisions définitives sur les tarifs trimestriels du gaz d'inventaire établis provisoirement, sur l'écoulement des soldes accumulés dans les divers comptes d'écart pour achat de gaz (PGVA) et sur d'autres questions liées à l'approvisionnement en gaz et au transport. La possibilité d'aménager une installation d'emmagasinage de gaz dans une mine de sel en Saskatchewan, la démarche appliquée par Centra pour garantir les approvisionnements en gaz auprès des producteurs et des négociants ainsi que les pratiques de Centra en matière de couverture seront passées en revue.

Part des tarifs non liée au produit

Les dépenses liées au transport, à la distribution, à l'exploitation et aux frais généraux engagées par Centra Gas pour tous les clients, y compris ceux desservis par l'entremise de courtiers de gaz naturel privés, sont reflétées sans majoration dans les tarifs.

La Régie a par ailleurs approuvé le versement annuel par Centra de 12 M$ à sa société mère HM; l'affectation procure à HM des fonds lui permettant de s'acquitter du service de la dette et des coûts d'acquisition liés à l'achat de Centra Gas en 1999. La Régie autorise de plus Centra à réaliser un bénéfice annuel de 3 M$, ce qui, avec le versement annuel susmentionné, permet à HM d'obtenir un rendement global du capital investi dans Centra égal à celui traditionnellement atteint par le propriétaire précédent de Centra, Westcoast Energy. Dans sa dernière ordonnance consacrée à une demande tarifaire générale de Centra, la Régie a suggéré à HM et à Centra que les hausses des coûts qui seront engagés par Centra dans les années à venir puissent être reflétées dans la part des tarifs non liée au produit. La Régie prévoit que Centra déposera une demande tarifaire générale tous les deux ans, et la prochaine demande devrait être présentée au plus tard en 2007.

La Régie a accordé à Centra Gas une hausse tarifaire générale de 2 % de ses coûts non liés au produit, qui a pris effet le 1er février 2005, et une hausse supplémentaire de 1 % prévue le 1er avril 2006 (Centra avait demandé dans les deux cas une augmentation de 2,5 %).

Coût du gaz (coûts liés au produit)

Le gaz d'inventaire, c'est-à-dire l'approvisionnement en gaz prévu qui serait nécessaire dans un hiver normal, est acheté par Centra pour ses clients qui ne sont pas desservis en vertu de contrats passés avec des courtiers de gaz naturel. De plus, Centra achète du gaz de réserve pour tous les clients qui reçoivent du gaz d'inventaire, qu'il s'agisse de clients de Centra ou de courtiers privés. Le coût du gaz comprend aussi les coûts d'emmagasinage et de transport jusqu'au Manitoba, ainsi que ceux liés aux pertes de gaz. Le « coût du gaz » de Centra est inclus sans majoration dans les tarifs imposés aux clients.

À l'époque de l'achat de Centra par HM, le coût du gaz représentait environ 65 % des besoins annuels en revenus de Centra, alors qu'il représente désormais plus de 85 % de ces besoins en raison de la flambée des prix du gaz naturel. Sous réserve de l'approbation par la Régie, qui est obtenue à l'occasion de l'audience annuelle sur le coût du gaz, Centra conclut des ententes pour l'approvisionnement en gaz, le transport et l'emmagasinage avec des fournisseurs de gaz, des sociétés de gazoducs et des installations d'emmagasinage.

Ouragans Katrina et Rita – répercussions sur les prix – et activités de couverture

Les ouragans Katrina et Rita ont ravagé les installations de production et de transport de gaz de la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui a provoqué une flambée soudaine et soutenue des prix du produit. En vertu de l'ALÉNA, le gaz canadien, qui est une des principales sources d'approvisionnement des besoins américains, voit son prix fixé en fonction du marché continental. Les services publics américains utilisent le gaz naturel comme matière première pour la production d'électricité, et les prix de gros de l'électricité ont donc grimpé en flèche comme suite à la flambée des prix du gaz. Grâce à un débit d'eau élevé, HM a pu respecter ses engagements en matière de ventes à l'exportation et tirer profit des possibilités à des prix de gros plus élevés découlant de la flambée des cours du gaz naturel et des restrictions liées à l'approvisionnement.

Centra se couvre pour un an et jusqu'à 100 % de ses besoins normalisés en achats de gaz d'inventaire. Par crainte d'une bulle probable du prix du gaz naturel à l'automne 2005, la Régie a suggéré à Centra d'envisager de limiter ses activités de couverture afin de se préparer à la possibilité d'un repli des cours du gaz naturel. Centra a d'abord fait savoir à la Régie qu'elle limitait ses activités de couverture, mais est en fin de compte revenue à ses activités habituelles en la matière. La couverture sera examinée à la prochaine audience sur le coût du gaz.

Interruptions de service

Comme nous l'avons déjà indiqué, l'approvisionnement en gaz de plus de 6 000 résidences manitobaines chauffées au gaz naturel a été interrompu au cours de l'été 2005, ce qui confirme une tendance à la hausse accompagnée d'une augmentation parallèle du taux de défaillance et du nombre de créances douteuses de Centra.
Les problèmes que connaissent de nombreux ménages pour payer leurs factures de gaz naturel ne sont pas vraiment

surprenants lorsque l'on sait que le prix du Gj de gaz naturel a été multiplié par quatre depuis 1999 tandis que les hausses du revenu disponible moyen sont demeurées modestes.

La Régie surveille les mesures et les politiques appliquées par Centra en matière d'interruption de service et intervient en cas d'appels ou de preuves de risques en matière de santé et de sécurité. La question des interruptions était un des principaux facteurs ayant poussé la Régie à limiter l'augmentation des tarifs du gaz naturel pour les clients résidentiels au 1er novembre 2005 et à recommander que Centra élargisse son programme de gestion de la demande et subventionne les coûts de cette gestion pour ce qui a trait aux clients résidentiels à faible revenu.

Stittco

Stittco a déposé une demande tarifaire générale devant la Régie au début de 2006 afin de demander une hausse des tarifs et une modification du modèle réglementaire en vue de réduire ses coûts. Compte tenu de la baisse des cours du propane sur le marché, la Régie a suggéré à Stittco de réviser sa demande; elle continue de dialoguer avec Stittco concernant les tarifs et la surveillance de la réglementation.

Société d'assurance publique du Manitoba

La Société d'assurance publique du Manitoba (SAPM) a été établie comme fournisseur monopolistique d'assurance automobile de base en 1971. Les objectifs de la Couronne étaient stipulés dans la loi qui prévoyait la création de la Société et ont été respectés depuis. Au fil du temps, des modifications importantes sont intervenues. Le principal changement a eu lieu en 1994 lorsque les indemnités d'accident de base ont été modifiées de manière à ce que le régime devienne un système intégral d'assurance sans égard à la faute. Parmi les autres grands changements, mentionnons :

a) la mise en place en 1988 d'un système bonus/malus permettant de récompenser les bons conducteurs et de pénaliser ceux qui ont de mauvais antécédents en matière de conduite;
b) la vente au secteur privé du segment consacré à la couverture de la propriété générale en 1989;
c) la mise en place d'une prestation de retraite liée au système sans égard à la faute à la fin des années 1990;
d) le transfert des responsabilités de la Division des permis et immatriculations des véhicules de la Province à la SAPM en 2004;
e) des modifications de la répartition des coûts liés aux demandes d'indemnités afin de tenir compte de la nature du programme sans égard à la faute, en 2006.

Après l'adoption d'un système intégral d'assurance sans égard à la faute, le portefeuille de placement s'est considérablement accru et atteint aujourd'hui quelque deux milliards de dollars, ce qui constitue une source importante de revenus permettant de limiter le montant des primes. Ces dernières se situent parmi les plus faibles au Canada, alors que les indemnités (à l'exclusion des souffrances et douleurs, qui ne sont plus indemnisables en vertu du système sans égard à la faute) et la couverture sont parmi les plus généreuses.

Audience et décision sur la question du transfert des pertes

Après dix ans de désaccord entre la SAPM et les motocyclistes concernant les primes imposées à ces derniers, la Régie a tenu une audience spéciale afin d'examiner la démarche appliquée pour répartir la responsabilité à l'égard des coûts liés aux accidents. La SAPM répartissait jusqu'alors les coûts liés aux lésions provoquées par des accidents selon le bénéficiaire des indemnités, et non la cause. Après un examen poussé auquel ont participé les intervenants de diverses parties et des témoins experts de l'extérieur de la province, la Régie a ordonné la modification de la méthode de répartition des coûts liés aux blessures provoquées par les accidents. La nouvelle démarche, qui prendra effet le 1er mars 2007, prévoit que ces coûts seront répartis également entre les véhicules en cause dans un accident. Cette décision n'a fait l'objet d'aucun appel, et ce changement devrait réduire la pression associée aux coûts qui pèse sur les primes applicables aux motos et autres deux roues, et accroître la pression subie par les camions utilitaires.

Rabais de prime et audience consacrée à la demande tarifaire générale

La Régie a confirmé plusieurs décisions antérieures établissant une méthode pour déterminer l'étendue autorisée de la Réserve de stabilisation des tarifs (RST) et a ordonné à la SAPM de verser un rabais de 10 % sur les primes brutes souscrites en 2004-2005 de manière à réduire la RST, qui dépassait le plafond de l'étendue autorisée, celle-ci ayant une nouvelle fois été confirmée.

La SAPM cherchait à modifier la méthode de détermination de la RST de façon à refléter celle appliquée par les assureurs privés en vertu de directives de l'autorité de réglementation fédérale. Les assureurs privés ne sont pas des monopoles et ne peuvent donc pas recourir aux mécanismes dont dispose la SAPM pour résorber tout déficit opérationnel futur.

Antidémarreurs et vol de véhicules

À la suite de la demande tarifaire générale de 2004, la Régie a ordonné à la SAPM de s'attaquer au problème du vol de véhicules. La Société a établi un programme d'antidémarreurs et a conclu un partenariat avec la Province et la Ville en vue d'éliminer les vols d'automobiles. La Régie a soutenu les projets et les mesures de la SAPM à l'audience sur les tarifs de 2005.

Division des permis et immatriculations des véhicules (DPI)

En 2004, le gouvernement a transféré à la SAPM la responsabilité de la DPI et de ses activités. La Société a intégré ces activités à la division des services de garanties supplémentaires, qui n'est pas réglementée par la Régie. Lors du processus public de demande tarifaire générale de 2005, la SAPM a informé la Régie qu'elle s'attendait à ce que les activités de la DPI s'accompagnent de déficits importants au cours des cinq prochaines années, avec notamment la fin des paiements de compensation versés par la Province relativement aux commissions. Ces déficits réduiront le revenu net des

garanties supplémentaires prévu par ailleurs, qui est transféré au RST de la division de l'assurance de base une fois atteint un seuil minimal de bénéfices non répartis.

La SAPM a indiqué qu'elle prévoyait réaliser un examen opérationnel des activités de la DPI et intégrer ces activités aux processus de la division de l'assurance de base, et que ces mesures devraient réduire les pertes prévues. De plus, la SAPM a fait savoir qu'elle pensait investir dans un nouveau logiciel pour la DPI et la division de l'assurance de base. La Société fait état d'une amélioration prévue au fil du temps des activités financières relativement à la DPI et indique que le contrôle sur la DPI se traduira à plus long terme par une amélioration du système bonus/malus et aidera à réduire la fréquence et la gravité des accidents.

Portefeuille de placement

Au cours des deux dernières audiences d'automne consacrées aux tarifs, la Régie a émis des doutes concernant les pratiques et les politiques de la SAPM en matière de placements. Moins de 20 % du portefeuille de placement de la SAPM (représentant près de deux milliards de dollars) est investi dans des actifs autres que des obligations, et la Régie a suggéré à la SAPM d'envisager de recourir davantage aux actions. Le rendement des valeurs mobilières à revenu fixe a considérablement baissé au cours de la dernière décennie, et on peut s'attendre à ce qu'une composition de l'actif favorisant les obligations au détriment des actions selon un ratio de 4:1 se traduise par un rendement sous-optimal des placements. La possibilité de réduire le montant des primes dépend en grande partie du revenu des placements.

Audience consacrée à la demande tarifaire générale de 2006

Des questions importantes et permanentes devraient être réexaminées à l'audience que la Régie consacrera à l'automne à la proposition tarifaire de la SAPM pour 2007-2008. À la différence des autres services publics réglementés par la Régie, les tarifs de la SAPM ne sont en vigueur que pour un exercice particulier; cela signifie qu'une audience annuelle doit être consacrée aux tarifs. Compte tenu de l'intégration de nouveaux véhicules au parc chaque année et de l'évolution constante des résultats techniques concernant les véhicules existants, il n'existe aucune alternative réelle à une audience annuelle, même si la Régie continue d'étudier des façons de réduire les dédoublements et d'améliorer l'efficacité du point de vue réglementaire.

Les questions importantes abordées au cours de l'audience tenue l'automne dernier sur les tarifs de 2006 étaient l'étendue autorisée de la RST et le remboursement connexe possible, les primes imposées aux motos et aux autres deux roues comme suite à la décision antérieure liée au « transfert des pertes », le transfert de la DPI et les questions s'y rattachant, le programme d'antidémarreurs et une question de longue date, les pratiques de la SAPM en matière de placement. Par ailleurs, la Régie a pour la première fois étudié les répercussions de l'application éventuelle de principes environnementaux à l'établissement des primes de la SAPM lors d'une discussion concernant la possibilité d'un programme d'établissement des primes selon le kilométrage parcouru.

Services d'eau et d'égouts

Les services d'eau et d'égouts municipaux du Manitoba ont été sévèrement touchés par le renforcement des normes relatives à la qualité de l'eau et des égouts, le vieillissement de l'infrastructure et l'inflation générale constante. Ces dernières années, la Régie a approuvé de fortes hausses de tarifs. L'examen de ces hausses a mené à un nombre accru d'audiences publiques, pour la plupart tenues hors de Winnipeg et auxquelles assistent de plus en plus de gens. L'élimination des nutriments des eaux d'égout est la prochaine grande question à gérer, avec la confirmation de la tendance à mesurer la consommation et à moderniser les installations en vue de répondre aux besoins industriels et résidentiels.

En ce qui concerne les questions liées aux tarifs et au déficit des services d'eau et d'égouts, la Régie tient compte des retombées de la *Loi sur le développement durable*, des efforts de coopération avec d'autres organismes ayant des responsabilités vis-à-vis de l'eau et des principaux besoins en matière de modernisation de l'infrastructure.

Comme nous l'avons déjà indiqué, la charge de travail de la Régie relativement aux services d'eau et d'égouts a sensiblement augmenté. La Régie reçoit de plus en plus de demandes de hausses énormes des tarifs (jusqu'à 100 %) en raison du renforcement des normes applicables à la qualité de l'eau et des eaux d'égout, au vieillissement de l'infrastructure, aux années d'augmentation insuffisante des tarifs et d'inflation, aux réserves insuffisantes et, dans certains cas, à l'accroissement de la population et des activités industrielles.

La Régie tente d'autoriser les hausses nécessaires en les échelonnant, lorsque cela est possible, et elle encourage les municipalités à veiller à une bonne comptabilisation entre leur fonds d'administration générale et leur service public et à accroître les soldes du fond de réserve. Les immobilisations relatives à l'eau et aux égouts ne sont pas amorties, ce qui signifie que les soldes des réserves peuvent éviter de fortes hausses des tarifs ou des demandes de subventions. En ce qui concerne ces dernières, la Régie est informée des nouvelles normes de comptabilité en vertu desquelles les services publics devront adopter des méthodes comptables généralement reconnues, notamment pour ce qui a trait à la comptabilisation des amortissements.

La coopération entre la Régie et les autres organismes gouvernementaux ayant des responsabilités vis-à-vis de l'eau est encouragée et recherchée. En 2005-2006, la Régie a rencontré l'Association des municipalités du Manitoba afin de discuter d'une nouvelle structure tarifaire pour la surveillance réglementaire, ainsi que de l'actualisation des lignes directrices de la Régie applicables aux services publics. La réponse a été favorable sur ces deux points.

Cimetières et questions connexes

La Division de la consommation et des corporations du ministère des Finances et la Régie envisagent d'examiner conjointement toute la réglementation relative aux cimetières, aux crématoires, aux salons funéraires, aux comptes d'entretien perpétuel et aux questions connexes. La plupart des lois applicables sont depuis longtemps dépassées, et la

réglementation dans ce domaine n'est pas complète, car de grands secteurs d'activité demeurent en dehors du régime réglementaire de surveillance. La Régie a notamment relevé des problèmes concernant les cimetières non réglementés (installations municipales et relevant de groupes confessionnels qui n'appartiennent pas à des intérêts privés) et les soldes des comptes en fiducie d'entretien perpétuels; les fonds détenus en fiducie sont cruellement insuffisants pour les fins auxquelles ils sont destinés.

Les tendances dans l'industrie des pompes funèbres et des cimetières favorisent la crémation au détriment de l'enterrement – selon les chiffres enregistrés, la crémation serait utilisée dans 60 % des décès. L'inflation constante et les prévisions concernant la diminution des produits des placements mènent à long terme à une insuffisance croissante des comptes d'entretien perpétuel. Le vieillissement de l'infrastructure, la diminution de la population (dans certaines zones), la baisse de la fréquentation des églises et de la pratique religieuse et la migration permanente se sont traduits par des défis en ce qui concerne les cimetières municipaux et ceux relevant des groupes confessionnels qui ne sont pas réglementés.

De plus, même si la réglementation actuelle exige des cimetières et des crématoires réglementés qu'ils demandent à la Régie d'approuver les modifications tarifaires, la Régie ne dispose pas des moyens qui permettraient de déterminer si les modifications proposées se justifient. Le contrôle des prix est donc laissé au marché.

Le produit de la vente de services de pompes funèbres selon le principe du paiement anticipé n'est pas placé dans un compte en fiducie. Les services et les biens achetés sont fournis lorsque le besoin se présente (par exemple, la fourniture d'une concession ou d'un repère). Toutefois, les cimetières privés à but lucratif doivent placer une partie des sommes reçues dans un fonds d'entretien perpétuel et les transactions effectuées à partir du fonds sont vérifiées régulièrement par la Régie. Cette dernière constate également une évolution notable vers la crémation au détriment de l'enterrement, une tendance observée à l'échelle du continent nord-américain qui a des répercussions sur l'entretien des cimetières.

Seules les exploitations privées relèvent du mandat de la Régie, et la plupart d'entre elles sont liées à des salons funéraires; les soldes des comptes d'entretien perpétuel sont insuffisants pour satisfaire aux exigences en matière d'entretien des tombes et des propriétés. En général, la Régie s'efforce de s'acquitter de son mandat pour ce qui a trait au secteur mortuaire par l'examen de dossiers et la consultation, même si elle a tenu dans le passé des audiences auxquelles ont participé des plaignants (la plus récente, en 2004).

La Régie remarque qu'un grand nombre des comptes continuent à se servir des fonds de fonctionnement pour subventionner les besoins d'entretien. L'entretien adéquat des cimetières privés dépend aujourd'hui de l'engagement de fonds de fonctionnement actuels obtenus de sources autres que les investissements en soins d'entretien.

La Régie entend également des appels de clients de funérariums, de cimetières et de crématoires. Ces appels peuvent se rapporter à la vente de services de pompes funèbres avec arrangements préalables ou aux coûts d'une concession comprenant un élément d'entretien perpétuel.

En 2005-2006, la Régie a reçu une demande de Neil Bardal Inc., qui désirait inclure à un crématoire un jardin de dispersion des cendres. Après avoir effectué des recherches sur les pratiques des gouvernements et des industries dans d'autres administrations, la Régie a émis une ordonnance touchant de nombreux enjeux sociaux se rattachant aux services funéraires et aux cimetières. Dans un geste sans précédent, la Régie a reporté la date d'entrée en vigueur de l'ordonnance afin de permettre aux parties intéressées de répondre. Bien qu'elle ait reçu certaines réponses critiques, la Régie a déterminé que l'article applicable de l'ordonnance devait entrer en vigueur.

Une requête en autorisation d'appel (devant la Cour d'appel) a été déposée par une partie ayant des intérêts dans des cimetières privés, et la Régie a décidé de tenir une audience pour réexaminer sa décision.

Conseil routier

Comme nous l'avons indiqué précédemment, la Régie entend les appels des décisions du Conseil routier en vertu de la *Loi sur la protection des voies publiques*. Les appels portent généralement sur l'accès aux routes provinciales par des allées et sur l'installation de panneaux sur le bord des routes. Les appelants sont notamment des propriétaires fonciers locaux et le ministère responsable des voies routières. En général, la Régie se rend sur les lieux et tient une audience dans la région avant de prendre une décision sur ce genre d'appels.

Une audience publique d'envergure a eu lieu à propos d'un appel d'une ordonnance du Conseil routier qui stipulait les conditions de mise en place d'un panneau électronique à Steinbach. La Régie a confirmé l'appel par le ministère responsable des voies routières, et a limité ces conditions, tout en laissant la porte ouverte à un réexamen si le ministère responsable des voies routières et le propriétaire du panneau parviennent à un consensus sur des conditions de mise en place du panneau jugées sécuritaires et prudentes par la Régie.

La *Loi sur les centres téléphoniques de sécurité publique - service d'urgence 911*

En 2005-2006, la *Loi sur les centres téléphoniques de sécurité publique - service d'urgence 911* a été édictée; cette loi confère à la Régie la responsabilité du processus d'appel, ce qui signifie que les requérants auxquels est refusée une licence pour la prestation des services liés aux appels au 911 pourront interjeter appel de ce refus devant la Régie.

Affaires portées devant les tribunaux

En 2005-2006, sur les quelque 200 ordonnances émises par la Régie, seules trois ont été contestées devant les tribunaux.

Dans une de ces contestations, qui concernait une hausse tarifaire générale accordée à Hydro-Manitoba, la Régie a obtenu gain de cause – l'appel a été rejeté et l'interprétation par la Régie de ses compétences et de son mandat a été confirmée. La Cour d'appel a rejeté l'appel d'un intervenant aux ordonnances 101/04 et 143/04 de la Régie. L'intervenant soutenait

que la Régie n'avait suffisamment vérifié les frais de fonctionnement d'HM avant de prendre sa décision; la Cour n'a pas donné raison à l'intervenant et a confirmé les compétences et le jugement de la Régie.

Dans l'appel concernant une ordonnance *ex parte* provisoire relative à Centra Gas, la décision de la Régie a été annulée par la Cour, sans que cela ait d'effet sur les tarifs. La Régie avait établi les tarifs provisoires non liés au produit pour Centra Gas au moyen d'un processus *ex parte*, et un intervenant avait interjeté appel de la décision devant la Cour du Banc de la Reine. Ce tribunal s'est prononcé contre la Régie et a infirmé l'ordonnance provisoire. Même si la décision a été sans conséquence sur les tarifs, car la Régie avait établi les tarifs définitifs rétroactivement à l'issue d'une audience publique, elle restreint la capacité de la Régie de recourir à des processus *ex parte* et de rendre des décisions provisoires. Ce sont là des processus sur lesquels la Régie s'appuie pour limiter les coûts liés à la réglementation et pour prendre des décisions en temps opportun. En conséquence, convaincue que la Cour du Banc de la Reine a commis une erreur dans son jugement, la Régie a interjeté appel de cette décision et une audience devrait être entendue par la Cour d'appel en juin 2006.

Le troisième appel se rapporte à une ordonnance par laquelle la Régie avait approuvé l'élargissement d'un crématoire autorisé visant à inclure un jardin de dispersion des cendres. Un participant de l'industrie des cimetières a demandé l'autorisation d'appeler l'ordonnance, en contestant l'opinion de la Régie au motif que le jardin de dispersion des cendres d'un crématoire était un cimetière et qu'un fonds de fiducie d'entretien perpétuel s'imposait donc. La Régie s'est opposée à la requête et tiendra une audience publique pour réétudier sa décision.

Questions internes à la Régie

Règles de pratique et de procédure de la Régie

La Régie fonctionne conformément à la réglementation et à ses règles de pratique et de procédure provisoires (les « règles »). Ces dernières fournissent aux services publics réglementés, aux intervenants inscrits, aux membres de l'Assemblée législative, au gouvernement et aux autres parties intéressées des assurances et une orientation concernant la démarche employée par la Régie pour gérer ses processus publics et *ex parte*. La version provisoire des règles est en vigueur depuis plus de dix ans; la Régie adoptera officiellement des règles révisées en juin 2006, distribuera la version révisée aux parties intéressées et l'affichera sur son site Web.

Les règles définissent notamment les critères appliqués par la Régie pour décider de l'allocation de dépens aux intervenants. La Régie a un pouvoir discrétionnaire total concernant l'allocation des dépends et exerce ce pouvoir de manière à limiter les coûts de réglementation tout en facilitant la participation du public à ses audiences.

Dotation en personnel

En mars 2004, j'ai accédé au poste de président, succédant ainsi à Gerry Forrest, qui avait exercé ces responsabilités pendant 12 ans avant son départ à la retraite.

Un événement important en matière de dotation survenu en 2005-2006 aura une importance prépondérante en 2006-2007 et dans les années ultérieures : le ministère des Finances a détaché à la Régie l'ancien contrôleur Gerry Gaudreau, CMA. M. Gaudreau, qui a depuis été nommé directeur administratif et secrétaire, appuie la Régie dans ses efforts soutenus en vue de réduire les coûts de réglementation, tout en absorbant le supplément de travail enregistré en raison de l'accroissement du nombre de demandes et d'audiences liées aux services d'eau et d'égouts et aux nouvelles tâches qui seront assignées à la Régie par des dispositions législatives.

Mme Jo-Donna Williamson, la gestionnaire de bureau de la Régie, quittera la Régie pour prendre sa retraite en mai 2006, après 37 années dans la fonction publique; sa présence nous manquera beaucoup.

Améliorations opérationnelles

Au cours des exercices qui se sont terminés les 31 mars 2005 et 2006, plusieurs changements ont eu lieu relativement aux questions touchant la Régie, en particulier :

a) la réduction des budgets alloués aux services et aux conseils externes; le recours accru aux services et conseils internes a permis de réduire le coût des activités liées à la réglementation pour Hydro-Manitoba et Centra Gas;

b) des changements au processus lié aux modifications trimestrielles des tarifs du gaz naturel, qui permettent à Centra Gas d'économiser plus de 150 000 $ par an sans réduire l'efficacité du processus;

c) la gestion plus efficace des dépens alloués aux intervenants pour leur participation aux audiences, en réduisant les dédoublements au niveau de l'intérêt et du travail au sein de la Régie et parmi les intervenants, de manière à éviter un montant excessif des dépens;

d) une hausse des frais de renouvellement annuel et de permis applicables aux courtiers de gaz naturel, en réponse à l'accroissement des mesures réglementaires, et l'établissement d'un droit pour les audiences d'appel afin de compenser les coûts engagés à ces audiences et de favoriser un comportement moins coûteux (depuis la mise en œuvre de ce changement, tous les différends touchant les pratiques de marketing de courtiers ont été réglés sans audience d'appel);

e) la Régie a lancé à l'intention de ses membres un bulletin mensuel traitant des questions d'actualité et a venir relatives à ses activités et a rétabli ses réunions plénières, où tous les membres se rencontrent pour discuter des questions présentées devant la Régie;

f) le site Web mis sur pied permet au public d'avoir plus facilement accès aux ordonnances de la Régie et à d'autres documents.

En 2006-2007, la Régie continuera d'étudier les façons et les moyens à employer pour améliorer la rentabilité du processus de réglementation ainsi que la sensibilisation du public et la participation des consommateurs à ce processus.

Principales questions à venir en 2006-2007

Fiabilité de l'électricité

Après la panne survenue en 2003 dans l'Est, le gouvernement des États-unis est intervenu afin de mieux garantir la fiabilité de l'électricité, en particulier pour ce qui a trait aux réseaux d'interconnexion. Ces réseaux s'étendent jusqu'au Canada et l'autorité de réglementation américaine, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), s'est vu conférer le pouvoir d'établir et de gérer les protocoles régissant la fiabilité de l'électricité. Afin de protéger la souveraineté canadienne et manitobaine, HM a demandé à ce que la Régie agisse à titre d'autorité de réglementation en matière de fiabilité de l'électricité au Manitoba, et à ce qu'elle serve de liaison avec la FERC. Des modifications législatives s'imposent.

Secteur des prêts sur salaire et encaissement des chèques gouvernementaux

Le gouvernement a l'intention de réglementer le secteur des prêts sur salaire et a indiqué s'attendre à ce que soit la Régie qui établisse les taux et les frais applicables par ce secteur. Pour que cela soit possible, le gouvernement fédéral cédera ses compétences à la Province, car la réglementation fédérale limite actuellement l'intérêt annuel à 60 %, tous frais compris. Les clients de ce secteur sont principalement les personnes aux niveaux salariaux les plus bas qui, en l'absence d'une réglementation efficace, peuvent finir par contracter une série « sans fin » d'emprunts à court terme s'enchaînant les uns après les autres.

La Régie participe aux préparatifs en vue de cette nouvelle tâche, en prévision de la promulgation de la loi. Une fois celle-ci en vigueur, la Régie tiendra une audience pendant laquelle elle évaluera avec les intervenants inscrits une « demande », ou une proposition, que le secteur devrait soumettre. Seront issus de ce processus des frais et taux d'intérêt approuvés.

Dans la même veine, le gouvernement envisage l'adoption de mesures pour limiter les frais d'encaissement des chèques gouvernementaux fédéraux et provinciaux. La Régie s'attend à ce qu'on lui demande d'établir le montant maximal de ces frais.

Questions liées à HM

La Régie tiendra en mai 2006 une audience afin d'étudier la modification de la méthode relative aux coûts du service appliquée par Hydro-Manitoba; cette méthode est un outil et un élément du processus d'établissement qui a une importance particulière en ce qui concerne la différentiation des tarifs selon la catégorie de clients.

En ce qui concerne les activités d'Hydro-Manitoba relatives à l'électricité, la Régie examinera également le barème tarifaire provisoire établi pour les clients de la zone diesel (quatre collectivités autochtones du Nord). Le barème provisoire a été approuvé par la Régie à l'appui d'une entente provisoire en matière de responsabilité entre Hydro-Manitoba, AINC et les Premières nations concernées

Modèle futur privilégié – sécurité du gaz naturel et Centra Gas

La Régie a en vertu de la loi des responsabilités en matière de surveillance de la sécurité du gaz naturel et fait appel depuis de nombreuses années à la société d'ingénierie ECI International, qui l'aide à s'acquitter de ses obligations dans ce domaine. Le coût annuel des services d'ECI relativement à la surveillance de Centra Gas, qui dépassait les 300 000 $ avant les changements apportés en 2004, s'élève désormais à quelque 200 000 $ et devrait continuer de baisser.

La Régie est prête à restreindre ses responsabilités en matière de surveillance et à réduire considérablement les coûts une fois que Centra aura mis en place des pratiques suffisantes d'assurance de la qualité et d'autres méthodes axées sur la sécurité. La Régie collabore depuis plusieurs années avec ECI et Centra-HM pour atteindre cet objectif, mais des progrès supplémentaires sont encore nécessaires avant que la Régie ne soit disposée à agir. Aucune modification législative n'est nécessaire pour mettre en œuvre le modèle futur privilégié, il suffit qu'HM se conforme aux exigences de la Régie relativement aux mesures d'assurance et de surveillance de la sécurité.

Quelles que soient les fonctions pouvant être déléguées à Centra, la Régie conservera et devrait conserver toutes les responsabilités de surveillance qui lui incombent en matière de sécurité du gaz naturel à l'égard de Stittco, de la SVGC et de TransCanada Calibrations, ainsi que de la surveillance de la sécurité à Centra.

Interruptions de service

La Régie supervise les interruptions de service par les distributeurs de gaz naturel; compte tenu du moratoire annuel sur les interruptions qui est en vigueur du 1er octobre au 14 mai, un nombre élevé de comptes peuvent faire l'objet d'une interruption au printemps. En 2004, 6 000 comptes ont été suspendus à Winnipeg et à Brandon. Chaque année, pendant l'été, les comptes qui ont fait l'objet d'une interruption de service sont passés en revue et, à l'automne, une décision est prise quant aux propriétés dont le service demeurera interrompu pendant la période de chauffage qui s'approche. Dans ces décisions, la Régie et les services publics tiennent beaucoup compte des risques auxquels sont confrontés les clients, en particulier les personnes âgées ou malades et les enfants (les hivers froids rendent nécessaires une source de chaleur réputée fiable). La Régie a le sentiment que le coût du chauffage résidentiel risque de devenir inabordable pour de nombreuses familles à faible revenu, en particulier celles qui louent leur résidence.

Dans la mesure où un programme élargi d'économies d'énergie aiderait les propriétaires occupants et les locateurs, cette option mérite que l'on s'y attarde. La Régie examine toute la question des clients à faible revenu et des factures élevées de

gaz naturel, en consultation avec Hydro-Manitoba et Centra Gas, et est consciente que des consultations auprès des diverses parties concernées seront nécessaires pour régler le problème dans son ensemble.

Questions liées aux cimetières

La Régie prévoit tenir une audience spéciale consacrée aux questions découlant de son ordonnance sur la demande de NBI d'inclure son lieu de dispersion des cendres à un crématoire.

En coopération avec le conseil d'administration des embaumeurs et des entrepreneurs de pompes funèbres et avec le ministère de la Consommation et des Corporations, la Régie poursuivra ses efforts pour actualiser la réglementation concernant les questions liées aux cimetières et aux services funéraires.

Système de cotes de sécurité des conducteurs

Le système en place pour récompenser dans l'établissement des primes les bonnes habitudes au volant est appelé système bonus/malus. Il a été mis en œuvre dans les années 1980. La Régie prévoit tenir une audience spéciale sur la modernisation du système de reconnaissance de la conduite sécuritaire vers la fin de l'exercice 2006-2007.

Structure de frais

Un peu tôt dans le présent rapport, il a été indiqué qu'une nouvelle structure tarifaire, en particulier pour ce qui a trait aux services d'eau et d'égouts, était actuellement élaborée et débattue avec l'Association des municipalités du Manitoba. L'objectif de la structure révisée est de permettre aux services publics de petite taille de présenter des propositions tarifaires à la Régie sans encourir de frais de réglementation trop élevés. La Régie espère mettre en œuvre la nouvelle structure en 2006-2007. Une partie de cette structure révisée exigera l'imposition de frais annuels à tous les services d'eau et d'égouts municipaux, à l'exception de la Ville de Winnipeg. Étant donné que les nouveaux frais doivent être imposés par décret, cette partie de la structure révisée ne sera mise en œuvre qu'une fois l'approbation obtenue.

Conclusion et remerciements

J'ai le plaisir d'annoncer que la Régie des services publics a désormais son propre site Web (www.pub.gov.mb.ca), grâce auquel le public peut suivre les activités de la Régie et consulter 24 h sur 24 les décisions et les avis de la Régie concernant les questions les plus importantes qui sont présentées à cette dernière.

Les pouvoirs de la Régie ne se limitent pas à ceux énoncés dans la *Loi sur la Régie des services publics*; certaines dispositions de la *Loi sur l'examen public des activités des corporations de la Couronne et l'obligation reddittionnelle de celles-ci* et de la *Loi sur l'Hydro-Manitoba* se rapportent également à la Régie. À un moment donné, il pourrait être utile de regrouper en une seule loi les dispositions stipulant le mandat de la Régie, afin que ce dernier puisse être mieux

compris du public. Pour ce qui est de ce mandat, les services publics suivis par la Régie sont également régis ou surveillés, en tout ou en partie, par d'autres institutions (la Législature, les ministres responsables, les conseils d'administration des organismes, le Conseil des corporations de la Couronne, la Commission de protection de l'environnement, le vérificateur général, la Commission des services d'approvisionnement en eau, Conservation Manitoba, etc.). Même si le rôle de ces autres institutions est important et reconnu par la Régie, il ne limite pas les mandats conférés par la loi à cette dernière.

L'exercice 2005-2006 de la Régie a été difficile et gratifiant. Le calendrier des activités relatives à la réglementation était et demeure complet. Je tiens à remercier les autres membres, les conseillers et le personnel de la Régie pour leur dévouement envers le travail de la Régie des services publics et son mandat de protection de l'intérêt public. Je tiens notamment à remercier Mme Denyse Côté, qui a quitté la Régie pendant l'été 2005, de ses contributions très utiles aux décisions et à la gouvernance de la Régie.

Nous avons toujours à l'esprit que le public compte beaucoup sur la Régie pour examiner de façon approfondie et minutieuse les questions qui lui sont présentées; un processus d'audience équitable demeure important à cet égard. La Régie atteint traditionnellement ces objectifs, envers lesquels elle demeure engagée à l'avenir.

Je vous prie de recevoir l'assurance de ma très haute considération.

Graham F.J. Lane, CA
Le 9 juin 2006

RESPONSABILITÉS EN VERTU DE LA LOI

La Régie des services publics (la Régie) est un tribunal administratif quasi judiciaire autonome qui fonctionne en vertu de la *Loi sur la Régie des services publics* (la « *Loi* »). La *Loi* a été promulguée en 1959, mais la Régie réglemente en vertu d'autres lois des services de cette nature depuis 1912.

Au cours de l'année à l'étude, la Régie était responsable de la réglementation des services publics désignés dans la *Loi*, à savoir :

Centra Gas Manitoba Inc. (une filiale en propriété exclusive d'Hydro-Manitoba), Stittco Utilities Man Ltd., la Swan Valley Gas Corporation et les services d'eau et d'égouts municipaux dans la province, à l'exception des services publics de la Ville de Winnipeg.

Conformément à la *Loi sur l'examen public des activités des corporations de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci*, la Régie est responsable de la réglementation des primes imposées par la Société d'assurance publique du Manitoba pour l'assurance-automobile obligatoire, des primes connexes liées aux permis de conduire et d'autres droits, ainsi que des tarifs d'électricité imposés par Hydro-Manitoba. La Régie examine les prévisions et le rendement financiers d'Hydro-Manitoba, mais n'a aucune compétence quant aux décisions relatives aux dépenses en capital de ce service public.

D'autres lois définissent les responsabilités de la Régie en matière de réglementation et de décision :

la *Loi sur la distribution du gaz dans la conurbation de Winnipeg*
la *Loi sur la répartition du gaz*
la *Loi sur les arrangements préalables de services de pompes funèbres*
la *Loi sur les cimetières*
la *Loi sur la Ville de Winnipeg* (ententes sur le transport de personnes)
la *Loi sur la Commission des services d'approvisionnement en eau du Manitoba* (appels)
la *Loi sur la protection des voies publiques* (appels)
la *Loi sur les centres téléphoniques de sécurité publique - service d'urgence 911*

La Régie est aussi chargée de l'administration de la *Loi sur les gazoducs* et, en vertu de cette loi, de l'approbation de la construction et de l'exploitation de tous les gazoducs au Manitoba. La principale préoccupation de la Régie dans l'exercice de ces responsabilités est la sécurité du public.

Les services publics réglementés par la Régie, qui ont des revenus annuels dépassant les trois milliards de dollars, fournissent des services touchant la quasi-totalité des résidants et des entreprises du Manitoba.

MEMBRES ET PERSONNEL DE LA RÉGIE

Membres de la Régie :

Graham F. J. Lane, CA, président
Robert A. Mayer, c.r., vice-président
Denyse T. Côté (démission pendant l'été 2005)
Leonard Evans
Monica Girouard, CGA
Eric Jorgensen
Kathi Avery Kinew
Susan Proven, CED
Mario J. Santos, LL.B.

Personnel :
Dirigeants :

Gerald A. Gaudreau, CMA,
directeur administratif et secrétaire
Hollis Singh, secrétaire adjoint
Gerald O. Barron, FCGA, secrétaire adjoint

Personnel administratif :

Jo-Donna Williamson, gestionnaire de bureau
Debra Feuer, secrétaire du président
Brenda Bresch, secrétaire administrative

Le président est nommé à temps complet par le lieutenant-gouverneur en conseil, et les autres membres de la Régie le sont à temps partiel. Les audiences publiques de la Régie sont publicisées, les demandes présentées par les services d'eau et d'égouts où aucune audience publique n'est tenue sont annoncées aux parties concernées et les décisions de la Régie sont communiquées au public. Les décisions issues d'audiences *ex parte* sont communiquées aux services publics concernés et aux intervenants et sont affichées sur le site Web de la Régie. Toutes les décisions de la Régie sont à la disposition du public et peuvent être consultées sur ce même site Web. Les comités qui étudient les demandes tarifaires et les autres dossiers présentés devant la Régie et qui prennent les décisions sur ces points sont formés de membres de la Régie. Ces membres, le personnel et les conseillers de la Régie doivent observer les lignes directrices sur les conflits d'intérêt afin que les parties qui se présentent devant la Régie soient assurées d'obtenir des jugements indépendants et impartiaux. Les décisions de la Régie peuvent faire l'objet d'un appel devant les tribunaux et d'une demande de réexamen devant la Régie. Cette dernière a adopté un projet de règles de pratique et de procédure, qui est publicisé et mis à la disposition des consommateurs, des services publics et des autres parties intéressées.

La Régie reçoit l'avis de conseillers spécialisés dans les domaines de la comptabilité, de la science actuarielle, du génie et du droit, dont voici la liste ci-dessous:

Comptabilité	PricewaterhouseCoopers LLP
Science actuarielle	Eckler Partners LLP
Génie	Energy Consultants International Ltd. et LAB Consultants
Droit	Fillmore Riley et Pitblado

SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE LA RÉGIE

ORDONNANCES RENDUES

	2005-2006		2004-2005	
Industries réglementées :				
Services d'eau et d'égouts				
Demandes de modifications tarifaires	39		28	
Demandes visant à résorber des déficits	32		41	
Questions générales, frais de paiement tardif	-	71	1	70
Hydro-Manitoba				
Activités dans le secteur de l'électricité	57		65	
Centra Gas Manitoba	21	78	11	76
Services de gaz naturel et de propane et gazoducs				
Swan Valley Gas (tarifs consommateurs)		1		1
Stittco Utilities Man Ltd.		1		-
TransCanada Calibrations (vérification de la sécurité)		-		2
Autres ordonnances relatives au gaz naturel				
Interruptions de service*		1		1
Questions générales, code de conduite (courtiers)		-		2
Société d'assurance publique du Manitoba		15		6
Loi sur la protection des voies publiques		1		3
Loi sur les cimetières		6		1
Nombre total d'ordonnances rendues		174		160

Remarque : Des copies des décisions de la Régie des services publics du Manitoba sont fournies sur demande par le bureau de la Régie et sont affichées sur le site Web de la Régie (www.pub.gov.mb.ca). Parmi les ordonnances indiquées ci-dessus figurent celles relatives aux demandes d'allocation de dépens par les intervenants au processus de la Régie. Environ 6 000 interruptions de service de gaz naturel ont été effectuées à Winnipeg et à Brandon au cours de l'exercice visé par le rapport, et le service a été rétabli dans 99 % de ces propriétés après que des dispositions eurent été prises pour le paiement. La Régie collabore avec Hydro-Manitoba et Centra Gas pour veiller à ce que les préoccupations à l'égard de la santé et de la sécurité soient réglées et à ce qu'elles demeurent la priorité absolue dans ces dossiers. Dans un cas seulement, le rétablissement du service a été imposé au moyen d'une ordonnance de la Régie.

SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE LA RÉGIE

PERMIS DÉLIVRÉS

	2005-2006		2004-2005	
Achat direct de gaz naturel				
Courtiers		**11**		**12**
Loi sur les cimetières				
Cimetières, renouvellement de permis	11		11	
permis initial	-		1	
Columbariums	17		17	
Mausolées	5		5	
Crématoires	16		16	
Agents	121		73	
Transferts de permis entre agents	10	**180**	3	**126**
Loi sur les arrangements préalables de services de pompes funèbres				
Renouvellement	22		22	
Permis initial	-	**22**	1	**23**
Nombre total de permis délivrés		**213**		**161**

La Régie reçoit par ailleurs des avis de modifications tarifaires de cimetières et de crématoires et des avis concernant des arrangements préalables de services de pompes funèbres.

INFORMATION FINANCIÈRE
Exercice qui s'est terminé le 31 mars 2006

Les recettes et les dépenses liées aux activités et aux décisions de la Régie sont inscrites aux comptes du fonds consolidé de la province du Manitoba et des services publics réglementés par la Régie. Cette dernière assume les coûts à partir de son propre compte et récupère ces coûts par des prélèvements prévus par la loi auprès d'Hydro-Manitoba, de Centra Gas et de la Société d'assurance publique du Manitoba, ainsi que par des frais imposés à d'autres services publics réglementés. La Régie ordonne aux services publics de payer les coûts associés à ses conseillers et, en cas d'ordonnance d'allocation de dépens de la Régie, la totalité ou une partie des dépenses engagées par les intervenants à ses audiences.

(k$)

	2005-2006		2004-2005	
Prélèvements directs et indirects, en milliers de dollars (k$)				
Prélèvements généraux de la Régie auprès d'Hydro-Manitoba pour :				
a) l'électricité	314$		318$	
b) les opérations gazières	623	937	647	965
Coûts des conseillers de la Régie pris en charge par Hydro-Manitoba, pour :				
a) l'électricité	432		676	
b) les opérations gazières	883	1 315	709	1 385
Coûts des intervenants pris en charge par Hydro-Manitoba, pour :				
a) l'électricité	98		115	
b) les opérations gazières	223	321	88	203
Total des prélèvements de la Régie auprès d'Hydro-Manitoba		2 573		2 553
Prélèvements auprès de la Société d'assurance publique du Manitoba (SAPM) pour :				
Prélèvements généraux de la Régie auprès de la SAPM	315		312	
Coûts des conseillers de la Régie pris en charge par la SAPM	414		311	
Coûts des intervenants pris en charge par la SAPM	248		103	
Total des prélèvements de la Régie auprès de la SAPM		977		726
Autres prélèvements :				
Stittco Utilities Man Ltd.	18		20	
Swan Valley Gas Corporation	5		7	
Services d'eau et d'égouts	22		4	
Droits liés aux services funéraires et à ceux liés aux cimetières	29		6	
Courtiers de gaz naturel	6		8	
Autres droits	0	80	15	70
		3 630$		3 349$
Dépenses directes et indirectes de la Régie, en milliers de dollars (k$)				
Coûts directs de la Régie :				
Salaires et indemnités quotidiennes	599		711	
Coûts associés à la réglementation des tarifs et à la sécurité	231		247	
Frais généraux (loyer, technologie, services publics, etc.)	210	1 040	287	1 245
Coûts des conseillers de la Régie facturés aux services publics réglementés		1 729		1 696
Coûts des intervenants facturés aux services publics réglementés		569		306
Total des coûts liés aux activités et à l'orientation de la Régie		3 338$		3 247$

Les coûts et les revenus indiqués ci-dessus ne comprennent pas les dépenses engagées par les services publics réglementés relativement à leurs propres coûts directs se rattachant aux processus de réglementation. Ces dépenses incluent les salaires, les avantages sociaux, les dépenses liées aux avis, les honoraires des consultants et les frais généraux.